



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESBOÇO DO PANORAMA NACIONAL
DE PERDAS TÉCNICAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA E IDENTIFICAÇÃO DOS
PRINCIPAIS MOTIVADORES**

Annabella Vieira Rivera Vila

Brasília, novembro de 2019

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESBOÇO DO PANORAMA NACIONAL
DE PERDAS TÉCNICAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA E IDENTIFICAÇÃO DOS
PRINCIPAIS MOTIVADORES**

Annabella Vieira Rivera Vila

*Relatório submetido ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheira Eletricista*

Banca Examinadora

Prof. Dr. Ivan Camargo, ENE/UnB
Orientador

Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho,
ENE/UnB
Co-orientador

Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo, ENE/UnB
Examinador interno

Engenheiro Davi Vidal Rola Almeida, ANEEL
Examinador externo

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha família.

Annabella Vieira Rivera Vila

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais e meu irmão, pelo amor, dedicação e fé depositados em mim, por incentivarem minha educação desde a infância e por serem meu maior exemplo de sabedoria, felicidade e sucesso.

Sou muito grata ao professor Anésio, pela atenciosa orientação, dedicação e contribuições, que foram valiosas para a elaboração deste trabalho.

Agradeço ao professor Ivan, por ter me aceitado como sua orientanda e ter confiado em meu trabalho.

Sou grata também a todos os funcionários da SRD da ANEEL, em especial ao Davi Vidal e ao Marcos Vasconcelos pelos importantes ensinamentos.

Agradeço a todos os funcionários e docentes do Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, por contribuírem com uma formação de excelência.

Por fim, agradeço a todos que me ajudaram a concluir o meu curso de formação, compartilhando momentos de estudo e concentração.

Annabella Vieira Rivera Vila

RESUMO

Em 2018, foi repassado para os consumidores de energia elétrica um custo de mais de R\$ 7 bilhões referentes às perdas técnicas ocorridas na distribuição. Em virtude dessa magnitude, é imperativa a maximização da eficiência na gestão de perdas. Em (Couto, 2017), foram determinadas as características das redes de distribuição mais significativas para as perdas técnicas. Posto que no referido estudo foram utilizadas informações do 3º Ciclo de Revisão Tarifária, relativas ao quadriênio 2011-2014, é oportuna sua atualização empregando dados da metodologia atual referentes ao 4º Ciclo (2015-2018), disponibilizados pela ANEEL. Visto que o 4º Ciclo foi recentemente finalizado, é relevante a elaboração de um panorama detalhando a disposição das perdas de energia nas regiões do Brasil. Assim, o objetivo geral deste estudo é mapear os níveis de perdas técnicas na distribuição de energia elétrica no território brasileiro com base em agrupamentos por perfis de perdas técnicas semelhantes. Adicionalmente, almeja-se especificar os atributos da rede que melhor explicam esses níveis de perdas, por meio de tratamento estatístico como a regressão *stepwise*. A relevância deste estudo consiste em sua contribuição para a literatura por ter sido analisada a apuração de perdas mais recente. Além disso, o resultado desta investigação permite ao órgão regulador e ao setor elétrico direcionar medidas benéficas para fins de minimização dessas perdas. As conclusões mostram que a região Nordeste prevalece no agrupamento de distribuidoras possuindo maiores níveis de perdas técnicas, ao passo que o agrupamento com menores níveis se situa exclusivamente no sudeste e sul do Brasil. Ademais, identificou-se nesta pesquisa que perdas elevadas podem ser explicadas por uma baixa potência instalada média por transformador de distribuição. Por outro lado, perdas baixas podem ser elucidadas principalmente por uma pequena área de concessão. Os demais atributos mais relevantes para perdas encontrados elencam a densidade de transformador de distribuição por unidade consumidora e por área.

Palavras-chave: Perdas Técnicas, Eficiência na Distribuição, 4 Ciclo de Revisão Tarifária, Análise de Cluster, Análise de Regressão

ABSTRACT

In 2018, technical losses cost over R\$ 7 billion for consumers. Due to this magnitude, it is imperative to maximize efficiency in loss management. In (Couto, 2017), the most significant attributes of power distribution networks were determined. As information regarding the past Third Cycle of Periodic Tariff (2011-2014) was employed, it is pertinent to update this study utilizing data based on the current methodology regarding the Fourth Cycle (2015-2018). Since the Fourth Cycle has been recently concluded, it is relevant to elaborate an overview placing these losses across

Brasil. Thus, the goal of this study is to map the levels of technical losses in electric power distribution throughout Brazilian territory, grouping electric power distributors based on their similar loss profiles. Also, it is aimed to specify the network's attributes which better explain these loss levels by means of statistical treatment employing *stepwise* regression. The relevance of this study consists of its contribution to literature since it analyses the most recent apuration of technical losses. Besides, the results of this investigation allow the regulator and electric power sector to effectively direct measures in order to minimize these losses. Conclusions show that the Northeast Brazil prevails in the group of distributors presenting the highest level of technical losses, while the group with the lowest levels is completely located in the Southeast and the South of Brazil. Moreover, this study reveals that these high levels of technical losses can be better explained by a low average installed power per distribution transformer. On the other hand, low losses are mainly clarified by a small concession area. The other attributes relevant for technical losses include the density of transformer distributor per consumer unit and per area.

Keywords: Technical Losses, Distribution Efficiency, Fourth Tariff Revision Cycle, Cluster Analysis Clusterização, Regression Analysis

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Contextualização.....	1
1.2	Definição do problema.....	5
1.3	Objetivos do trabalho.....	5
1.4	Apresentação do manuscrito	5
2	Referencial Teórico.....	7
2.1	Cálculo de Perdas Técnicas na Distribuição	7
2.1.1	Princípios Gerais para o Cálculo de Perdas.....	7
2.1.2	Metodologia de Cálculo das Perdas Técnicas.....	9
3	Dados e Método	13
3.1	Introdução	13
3.2	Dados Empregados	14
3.2.1	Distribuidoras.....	15
3.2.2	Listagem de variáveis	16
3.3	Clusterização.....	18
3.3.1	Algoritmos de clusterização utilizados.....	18
3.4	Análise de Regressão.....	19
3.4.1	Teste de normalidade	19
3.4.2	Teste de Correlação	19
3.4.3	Teste de Multicolinearidade	20
3.4.4	Regressão <i>Stepwise</i>	20
4	Resultados Experimentais	21
4.1	Introdução	21
4.2	Nível de Perdas Técnicas das Distribuidoras	21
4.2.1	Perdas Técnicas Percentuais em todo o Sistema de Distribuição.....	21
4.3	Resultado das Clusterizações	25
4.3.1	Clusterização por Perdas Técnicas Totais em todo o Sistema de Distribuição.....	26
4.3.2	Clusterização por Perdas Técnicas nos Segmentos AT, MT e BT e nos Transformadores, desconsiderando perdas nos Medidores	31
4.3.3	Clusterização por Perdas nos Segmentos MT e BT e nos Transformadores, desconsiderando Perdas nos Medidores.....	31

4.3.4	Clusterização por Perdas Técnicas nos Segmentos AT, MT e BT, desconsiderando as Perdas nos Transformadores e nos Medidores	32
4.3.5	Clusterização por Perdas Técnicas no Ferro dos Transformadores	33
4.3.6	Clusterização por Perdas Técnicas no Cobre dos Transformadores	34
4.3.7	Clusterização por Perdas Técnicas nas Linhas da Rede MT.....	35
4.3.8	Clusterização por Perdas Técnicas nas Linhas da Rede BT	36
4.3.9	Comparação entre as clusterizações	38
4.4	Resultado da seleção dos atributos mais explicativos	40
4.4.1	Resultado dos testes de normalidade	41
4.4.2	Resultados dos testes de correlação	41
4.4.3	Resultado do teste de multicolinearidade.....	48
4.4.4	Resultado da regressão <i>stepwise</i>	50
4.5	Traçado do panorama sobre perdas técnicas no Brasil.....	56
5	Conclusões	62
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64
	Anexos.....	66
I	Anexo A	67
I.1	Clusterização por Perdas Técnicas nos Segmentos AT, MT e BT e nos Transformadores, desconsiderando perdas nos Medidores	67
I.2	Clusterização por Perdas nos Segmentos MT e BT e nos Transformadores, desconsiderando Perdas nos Medidores.....	70
I.3	Clusterização por Perdas Técnicas nos Segmentos AT, MT e BT, desconsiderando as Perdas nos Transformadores e nos Medidores	75
I.4	Clusterização por Perdas Técnicas no Ferro dos Transformadores	79
I.5	Clusterização por Perdas Técnicas no Cobre dos Transformadores	83
I.6	Clusterização por Perdas Técnicas nas Linhas da Rede MT.....	87
I.7	Clusterização por Perdas Técnicas nas Linhas da Rede BT	91

LISTA DE FIGURAS

1.1	Perdas Técnicas Regulatórias / Energia Injetada - Mapa Brasil (2018) (Fonte: ANEEL, 2019).....	3
1.2	Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica (Fonte: ANEEL, 2017).....	4
4.1	Dendrograma da clusterização por perdas totais no sistema de distribuição.....	29
4.2	Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados	30
4.3	Composição das perdas totais no sistema de distribuição.....	40
I.1	Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward ..	69
I.2	Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas totais em AT, MT e BT	70
I.3	Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward ..	73
I.4	Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas em MT e BT desconsiderando perdas nos medidores	74
I.5	Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward ..	77
I.6	Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas AT, MT e BT desconsiderando perdas nos medidores	78
I.7	Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward ..	81
I.8	Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas no ferro do transformador.....	82
I.9	Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward ..	85
I.10	Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas no cobre dos transformadores.....	86
I.11	Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward ..	89
I.12	Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas nas linhas MT.....	90
I.13	Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward ..	93
I.14	Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas nas linhas BT	94

LISTA DE TABELAS

3.1	Concessionárias de distribuição de energia elétrica	15
3.2	Continuação da Tabela 3.1	16
3.3	Variáveis levantadas sobre as distribuidoras	17
4.1	Perdas Técnicas Totais em todo o Sistema de Distribuição.....	22
4.2	Continuação da Tabela 4.1	23
4.3	Perdas técnicas (em %) em todo o sistema de distribuição desmembradas.....	24
4.4	Resultado da clusterização por perdas técnicas totais em todo o sistema de distribuição com o algoritmo Ward	26
4.5	Resultado da clusterização por perdas técnicas totais em todo o sistema de distribuição com o algoritmo Distância dos Centroides.....	27
4.6	Resultado da clusterização por perdas técnicas totais em todo o sistema de distribuição com o algoritmo Média das Distâncias	28
4.7	Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas totais em todo o sistema de distribuição	30
4.8	Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas percentuais em AT, MT e BT e nos transformadores.....	31
4.9	Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas na rede MT e BT e nos transformadores, desconsiderando perdas nos medidores.....	32
4.10	Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas percentuais em AT, MT e BT desconsiderando as Perdas nos Transformadores e Medidores.....	33
4.11	Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas percentuais no ferro dos transformadores.....	34
4.12	Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas percentuais no cobre dos transformadores.....	35
4.13	Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas percentuais nas linhas da rede MT	36
4.14	Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas percentuais nas linhas da rede BT	37
4.15	Variáveis que permanecem no processo de seleção da variável mais significativa e a transformação aplicada para seguirem a distribuição normal	42
4.16	Correlação de Pearson entre as variáveis independentes e a dependente para o Cluster 1	43

4.17	Correlação de Pearson entre as variáveis independentes e a dependente para o Cluster 2	44
4.18	Correlação de Pearson entre as variáveis independentes e a dependente para o Cluster 3	45
4.19	Correlação de Pearson entre as variáveis independentes e a dependente para o Cluster 4	46
4.20	Variáveis independentes eliminadas pela alta correlação linear entre si no cluster 1 ..	47
4.21	Variáveis independentes eliminadas pela alta correlação linear entre si no cluster 2 ..	47
4.22	Variáveis independentes eliminadas pela alta correlação linear entre si no cluster 3 ..	48
4.23	Variáveis independentes eliminadas pela alta correlação linear entre si no cluster 4 ..	48
4.24	Variáveis cujos VIF > 5 no Cluster 1	49
4.25	Variáveis cujos VIF > 5 no Cluster 2	49
4.26	Variáveis cujos VIF > 5 no Cluster 3	50
4.27	Variáveis cujos VIF > 5 no Cluster 4 descartadas	50
4.28	Variáveis pertencentes ao Cluster 1 submetidas à regressão <i>stepwise</i>	51
4.29	Variáveis pertencentes ao Cluster 2 submetidas à regressão <i>stepwise</i>	51
4.30	Variáveis pertencentes ao Cluster 3 submetidas à regressão <i>stepwise</i>	51
4.31	Variáveis pertencentes ao Cluster 4 submetidas à regressão <i>stepwise</i>	52
4.32	Resultado da regressão <i>stepwise</i> do Cluster 1	52
4.33	Resultado da regressão <i>stepwise</i> do Cluster 2	53
4.34	Resultado da regressão <i>stepwise</i> do Cluster 3	54
4.35	Resultado da regressão <i>stepwise</i> do Cluster 4	54
4.36	Variáveis mais relevantes para perdas técnicas: Médias aritméticas em cada cluster .	55
4.37	Distribuidoras de energia elétrica classificadas por região.....	57
4.38	Participação de cada cluster por perdas técnicas nas regiões do Brasil.....	58
4.39	Percentual arredondado de perdas técnicas em MT e BT.....	60
4.40	Continuação da Tabela 4.39	61
4.41	Médias das variáveis mais significativas em cada região do Brasil	61
I.1	Resultado da clusterização de perdas em AT, MT e BT e nos transformadores com o algoritmo Ward	67
I.2	Resultado da clusterização de perdas técnicas em AT, MT e BT e nos transformadores com o algoritmo Distância dos Centroides	68
I.3	Resultado da clusterização de perdas em AT, MT e BT e nos transformadores com o algoritmo Média das Distâncias	69
I.4	Resultado da clusterização por perdas técnicas em MT e BT e nos transformadores, desconsiderando perdas nos medidores com o algoritmo Ward	71
I.5	Resultado da clusterização por perdas técnicas em MT e BT e nos transformadores, desconsiderando perdas nos medidores com o algoritmo Distância dos Centroides....	72
I.6	Resultado da clusterização por perdas técnicas em MT e BT e nos transformadores, desconsiderando perdas nos medidores com o algoritmo Média das Distâncias	73

I.7	Resultado da clusterização por perdas técnicas em AT, MT e BT desconsiderando perdas nos transformadores e nos medidores com o algoritmo Ward.....	75
I.8	Resultado da clusterização por perdas técnicas em AT, MT e BT desconsiderando perdas nos transformadores e nos medidores com o algoritmo Distância dos Centroides	76
I.9	Resultado da clusterização por perdas técnicas em AT, MT e BT desconsiderando perdas nos transformadores e nos medidores com o algoritmo Média das Distâncias.	77
I.10	Resultado da clusterização por perdas no ferro com o algoritmo Ward	79
I.11	Resultado da clusterização por perdas no ferro com o algoritmo Distância dos Centroides	80
I.12	Resultado da clusterização por perdas no ferro com o algoritmo Média das Distâncias	81
I.13	Resultado da clusterização por perdas no cobre com o algoritmo Ward	83
I.14	Resultado da clusterização por perdas no cobre com o algoritmo Distância dos Centroides	84
I.15	Resultado da Clusterização por perdas no cobre com o algoritmo Média das Distâncias	85
I.16	Resultado da clusterização por perdas nas linhas da rede MT com o algoritmo Ward	87
I.17	Resultado da clusterização por perdas nas linhas da rede MT com o algoritmo Distância dos Centroides	88
I.18	Resultado da clusterização por perdas nas linhas da rede MT com o algoritmo Média das Distâncias	89
I.19	Resultado da clusterização por perdas nas linhas da rede BT com o algoritmo Ward	91
I.20	Resultado da clusterização por perdas nas linhas da rede BT com o algoritmo Distância dos Centroides	92
I.21	Resultado da clusterização por perdas nas linhas da rede BT com o algoritmo Média das Distâncias	93

LISTA DE SÍMBOLOS

Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
LAI	Lei de Acesso à Informação
RI^2	Resistência Multiplicada por Corrente Elétrica ao Quadrado (Perdas por efeito Joule)
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
TD	Transformador de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
VIF	Fator de Inflação de Variância

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo apresenta a principal motivação deste trabalho de graduação. Os objetivos são claramente apresentados e, por fim, o manuscrito é apresentado.

1.1 Contextualização

O tema deste estudo é a análise da disposição das perdas técnicas no sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil bem como a identificação dos principais motivadores destas perdas.

A motivação deste trabalho é atualizar os resultados da pesquisa de Couto [7], que identificou motivadores de perdas técnicas no Brasil considerando o 3º Ciclo de Revisão Tarifária (2011-2014). Para isso, este estudo usou valores recentes de perdas técnicas nas redes de distribuição e dados físicos e de energia referentes ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária (2015-2018).

A relevância do tema escolhido se fundamenta no seu caráter original, visto que até o momento não é encontrada na literatura estudos que investiguem os motivadores de perdas técnicas considerando o 4º Ciclo de Revisão Tarifária.

A fim de alcançar o objetivo, esta investigação levantou dados de 55 concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica que passaram pelo 4º Ciclo de Revisão Tarifária. Estes dados são provenientes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e consistem em valores de perdas técnicas e variáveis que representam dados físicos, como por exemplo o número de transformadores de distribuição ou a extensão da rede de baixa tensão.

A base de dados físicos e de energia foi tratada estatisticamente por meio da regressão *stepwise* de forma a retornar os fatores mais influenciadores para perdas técnicas. Com estes motivadores encontrados e com a configuração espacial dos níveis de perdas de energia na topologia do Brasil, foi traçado o panorama.

A ferramenta chave deste estudo é a regressão *stepwise*, que seleciona as variáveis que possuem maior poder preditivo, ou seja, que melhor explicam a variável dependente. A variável dependente neste trabalho é o percentual de perdas técnicas na energia injetada. Explorada no trabalho de (Almeida,2015), esta análise de regressão também foi empregada nesta pesquisa.

Como este estudo trata das perdas na distribuição de energia elétrica, é importante defini-las. São a diferença entre a energia elétrica comprada pelas distribuidoras e a faturada para seus consumidores finais. Elas se classificam em técnicas e não técnicas.

Para os sistemas de distribuição de alta tensão e de média tensão, as perdas são referentes ao transporte de energia elétrica de uma subestação a outra ou diretamente ao consumidor final. Para o sistema de distribuição de baixa tensão, são referentes ao transporte de energia da unidade transformadora ao consumidor. Nesses segmentos, as perdas técnicas ocorrem por dissipação nos condutores, conforme (Queiroz, 2010).

Uma particularidade interessante sobre o 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica é que o cálculo de perdas feito pela ANEEL para o Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e de Baixa Tensão (SDBT) foi feito com base no fluxo de potência com patamares horários conforme a Revisão 5 do Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). A apuração destas perdas inclui perdas de ramais de ligação e perdas em vazio, de medidores e transformadores de distribuição. Por outro lado, o modelo anterior tocante ao 3º Ciclo (2011-2014) dispôs de modelo de regressão linear múltipla no nível MT e pela aplicação de fórmula paramétrica para diferentes tipologias no nível BT.

A Figura 1.1 mostra, para o ano de 2018, o percentual de perdas técnicas regulatórias contidas na energia que foi injetada na rede. A média destes percentuais para o ano de 2018 foi de 7,5%. A média para a região Norte foi 9,71%; para a Nordeste, 10,12%; para a Centro-Oeste, 9,67%; para a Sudeste, 7,10% e para a Sul, 6,13%. Destacam-se as regiões Nordeste e Norte com maiores níveis de perdas e Sudeste e Sul com os menores.

A Figura 1.2 aloca as distribuidoras de energia elétrica no território brasileiro. É importante ressaltar que nem todas as concessionárias apresentadas no mapa passaram pelo cálculo de perdas técnicas referente ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária desempenhado pela ANEEL.

Quanto às distribuidoras com maiores perdas técnicas apuradas para 2018, a Cepisa (Região Nordeste) foi a campeã com 12,2 %, seguida pela CEMAR (Região Nordeste) com 11,9 %. Quanto às concessionárias de distribuição que apresentaram os menores índices de perdas sobre energia injetada, estão a EFLUL (Região Sul) com 3,9 % e a HIDROPAN (Região Sul) com 4,0 %.

Para compreender a dimensão das perdas técnicas, pensa-se em montantes de energia. Segundo a ANEEL, a magnitude chegou a 38,3 TWh de energia. Enfatiza-se a dimensão elevada deste valor.

Cabe ressaltar que os custos das perdas técnicas são contabilizados na tarifa de energia elétrica. Há perdas por efeito Joule desde o início da distribuição em toda a rede elétrica.

O consumidor paga inclusive parcialmente pela perda não técnica que ocorre nos sistemas de distribuição. Ela tem origem em furtos, erros de medição e leitura e até mesmo em adulterações em medidores. Consumidores que praticam o consumo perdulário contribuem para uma piora na qualidade do serviço de distribuição. Apesar de esta perda comercial ter relação com a perda técnica, ela não é explorada neste trabalho.

De toda forma, os agentes titulares de concessão para fins de distribuição também arcam com estas perdas, pois está previsto nos contratos das concessões que os custos das perdas para as

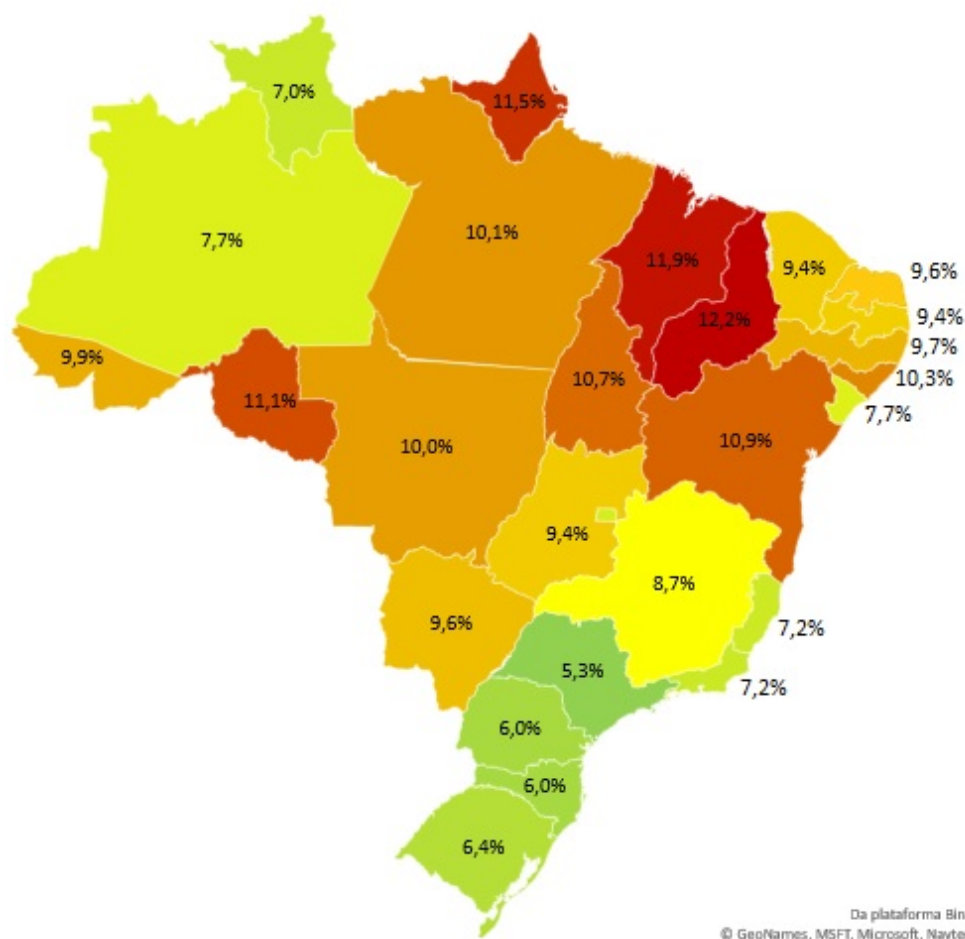


Figura 1.1: Perdas Técnicas Regulatórias / Energia Injetada - Mapa Brasil (2018) (Fonte: ANEEL, 2019)

distribuidoras estão presentes na compra de energia até o limiar regulatório.

O método regulatório de apuração de perdas técnicas para sistemas de distribuição de média e baixa tensão também levam em conta na modelagem do fluxo estas perdas não técnicas.

O sistema de distribuição opera em tensões inferiores a 230 kV. Para fins de cálculo de perdas pela agência reguladora, são aplicados modelos específicos para cada um dos segmentos que compõe este sistema. Para tanto, são usados dados simplificados das redes e dos equipamentos existentes.

Estas informações são tipificadas quanto aos valores regulatórios no Módulo 7 dos Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST).

A futura metodologia de apuração de perdas técnicas regulatórias tem a proposta de implementar a base de dados georreferenciada por meio da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) em substituição à que foi usada no 4º Ciclo, que usou informações que não eram georreferenciadas.

Cabe diferenciar os valores reais dos regulatórios. Os primeiros ocorrem de fato, ao passo que os regulatórios são aqueles reconhecidos na tarifa de energia. As perdas reais ocorridas não são repassadas integralmente para a tarifa de energia. As perdas técnicas consideradas neste



Figura 1.2: Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica (Fonte: ANEEL, 2017)

trabalho são provenientes da metodologia regulatória de apuração, tratando-se assim de valores regulatórios, os quais buscam limitar o repasse de perdas por ineficiência da distribuição.

Existe, portanto, uma margem de erro associada entre os valores reais e a modelagem matemática das ferramentas do fluxo de carga. Adicionalmente, é relevante destacar erros de classe de exatidão que envolvem os medidores de energia elétrica.

A tendência futura é de que a geração distribuída assuma no Brasil maior destaque na matriz energética brasileira, que possui atualmente predomínio do sistema hidroelétrico. A energia hidrelétrica é gerada longe das cargas, e ainda passa pela transmissão e pela distribuição.

Dessa forma, é de se esperar que o nível de perdas técnicas seja consideravelmente maior quando a energia é gerada longe da carga do que quando a energia é gerada nas proximidades da carga, que é o caso da geração distribuída. Dada a limitação financeira de acesso à geração distribuída, este ainda é um cenário incipiente.

A crescente expansão da geração distribuída impactará nos índices de perdas, que tendem a diminuir. É importante destacar este cenário futuro pois a evolução na busca por uma matriz energética mais limpa e renovável é um assunto correlato que afeta diretamente o cenário de

perdas. Assim, é sabido que o panorama traçado nesta pesquisa será afetado pela evolução da geração distribuída.

1.2 Definição do problema

Em 2018, a despesa com perdas técnicas no Brasil ultrapassou R\$ 7 bilhões, pagos às expensas dos consumidores sob formas de tarifas. Este valor foi calculado com base na tarifa média de venda da energia.

O problema reside no fato de se tratar de uma despesa exorbitante que gera custos indesejáveis tanto para as empresas de distribuição quanto para os consumidores. Assim, a preocupação em se maximizar a eficiência na gestão de perdas de energia é imperativa.

Este estudo, ao configurar espacialmente as perdas de energia e constatar os principais motivadores, contribui com norteadores para reduzir a grande magnitude de desperdício de energia elétrica. É desejável atenuar as perdas técnicas, pois isto acarreta a redução dos custos a serem rateados e a diminuição dos valores regulatórios, além de permitir o fornecimento de energia com mais qualidade.

1.3 Objetivos do trabalho

O objetivo geral deste trabalho é mapear as perdas técnicas na distribuição, ou seja, definir como estão dispostas espacialmente no território brasileiro considerando valores recentes de perdas oriundos do 4º Ciclo de Revisão Tarifária. Adicionalmente, almeja-se identificar os principais atributos que explicam os níveis de perdas técnicas por meio de tratamento estatístico com regressão *stepwise*.

A fim de atingir os escopos supracitados, são utilizadas técnicas estatísticas como análise de cluster e análise de regressão.

1.4 Apresentação do manuscrito

Este trabalho está dividido em 5 capítulos.

No capítulo 1, é apresentado o tema deste estudo, assim como a motivação para sua escolha e os objetivos a serem atingidos.

O capítulo 2 engloba a fundamentação teórica, que inicia introduzindo a metodologia da apuração de perdas pela ANEEL. A seção 2.1 descreve as premissas da análise de clusterização. Já a seção 2.2 trata da base matemática que envolve a análise de regressão.

No capítulo 3 são expostos os meios utilizados para o levantamento de dados e para a execução dos procedimentos estatísticos. Também são abordados os métodos e algoritmos que implementam

o tratamento estatístico. Ademais, é descrita a análise de regressão para seleção das variáveis que mais explicam os níveis de perdas técnicas do 4º Ciclo de Revisão Tarifária.

O capítulo 4 discorre sobre os resultados obtidos das clusterizações e da análise de regressão, tendo em vista as variáveis calculadas para as 55 distribuidoras de energia elétrica. Este capítulo foi subdividido em 3 seções. Na seção 4.1 é realizada uma introdução; na seção 4.2 são apresentados os níveis de perdas técnicas. Na seção 4.3, é feita a análise de cluster para as clusterizações por perfis de perdas técnicas semelhantes. Já na seção 4.4 é examinado o resultado oriundo da análise de regressão. Na seção 4.5 o panorama brasileiro é caracterizado e as considerações finais deste estudo são relatadas.

Por fim, no capítulo 5, é efetuada uma síntese do esboço do panorama brasileiro de perdas técnicas nas redes de distribuição de energia, bem como dos resultados dos tratamentos estatísticos utilizados - clusterizações e regressão *stepwise*. Ademais, as contribuições são discutidas e as sugestões para trabalhos futuros são propostas.

Capítulo 2

Referencial Teórico

Este capítulo aborda a apuração feita pela agência reguladora das perdas técnicas na distribuição, cujos resultados são utilizados nesta pesquisa. Referente ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária, o cálculo é descrito em termos das premissas e metodologias de cálculo.

2.1 Cálculo de Perdas Técnicas na Distribuição

A presente seção introduz as considerações gerais para a apuração de perdas técnicas, que é de incumbência da Agência Nacional de Energia Elétrica. Posto que este estudo empregou resultados dos cálculos de perdas, é relevante descrever como estes cálculos foram executados.

Este trabalho utilizou informações de perdas técnicas regulatórias de todas as 55 distribuidoras que passaram pela apuração relativa ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária.

Também é abordada a metodologia mais recente do cálculo de perdas técnicas conforme a Revisão 5 do Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

2.1.1 Princípios Gerais para o Cálculo de Perdas

O cálculo engloba os segmentos e os equipamentos do sistema de distribuição e os subgrupos de tensão aos quais tais segmentos e equipamentos pertencem. Os segmentos e os equipamentos consistem em segmentos de rede, transformadores, reguladores, ramais de ligação e medidores de energia.

Uma distribuidora pode ser descrita pelos seus dados físicos e de energia. Os dados físicos da concessionária elencam transformadores, redes, reguladores, chaves e medidores. Já os dados de energia dizem respeito às energias injetadas, fornecidas e transferidas entre níveis. As informações tocantes a estes 2 tipos de dados, sendo os de energia nos geradores e nas unidades consumidoras nos transformadores de potência e nos alimentadores de média tensão, provém da Base de Dados Geográfica da Distribuidora.

É necessário que a distribuidora forneça informações relativas ao balanço de energia, que consiste nos montantes de energia injetada mensalmente, de energia fornecida no mercado cativo e no mercado livre por mês, energia fornecida sem rede associada. A equação do balanço energético enuncia que a energia injetada é igual à soma da energia fornecida em cada segmento do sistema de distribuição com as perdas de energia.

A energia injetada diz respeito à injeção de energia, a fim de atender o mercado (livre, cativo e suprimento), no nível de tensão proveniente de agentes transmissores, geradores ou outras distribuidoras e de geração própria. Ela é quantificada por meio de medições (de fronteira ou operativas).

Quanto à abrangência, a agência considera apenas as perdas técnicas de responsabilidade da concessionária. Isto inclui as Demais Instalações de Transmissão e o seu sistema de distribuição.

A Revisão 5, mais recente do Módulo 7, prevê alguns casos excepcionais. Um deles é incluir as perdas técnicas ocorridas nos ramais de ligação das unidades consumidoras atendidas por sistema de medição externa na apuração.

Outra atualização desta Revisão determina que para fins de cálculo de perdas não se deve levar em conta as perdas das instalações de terceiros. Isto compreende as perdas das redes constantes do Plano de Incorporação de Redes Particulares não transferidas para a concessionária. Adicionalmente, deve se desprezar as perdas técnicas ocorridas nos transformadores das unidades consumidoras que possuem dispositivos de medição instalados no secundário, mas que são atendidas em tensão primária.

Quanto aos parâmetros regulatórios, a agência também estabelece algumas premissas.

Os valores de resistência dos condutores devem obedecer a classificação dos valores regulatórios à temperatura de operação de 55 °C. Estes valores variam conforme o material, a seção transversal e o tipo de isolamento. No caso em que a distribuidora declara um tipo de condutor que não está discriminado no Módulo 7, a agência considera o valor de impedância disponível na Base de Dados Geográfica da Distribuidora.

Compensadores de energia reativa inseridos no sistema de distribuição de média e baixa tensão são preteridos para o cálculo de perdas.

Na provisão de energia elétrica existem os transformadores de potência e de distribuição. No caso dos de potência, as perdas totais e em vazio equivalem aos próprios dados nominais informados na placa dos dispositivos. Já no caso dos transformadores de distribuição trifásicos e monofásicos, elas correspondem aos valores regulatórios definidos no Módulo 7, os quais seguem a Norma ABNT NBR 5440: 2014.

Ademais, com relação às perdas nos medidores de energia elétrica, considera-se o valor de 0,5 W por bobina de tensão para os equipamentos de medição eletrônicos e de 1 W por bobina de tensão para os equipamentos de medição eletromecânicos.

As cargas ligadas ao sistema de distribuição de média e baixa tensão são modeladas seguindo, para a parcela reativa da carga, 100% da impedância constante; já para a parcela ativa, 50%

impedância constante e 50% potência constante. Quanto à referência do fator de potência nas unidades consumidoras, a agência instituiu o valor de 0,92 para finalidades de apuração de perdas na média e na baixa tensão.

O sistema é equilibrado para as unidades consumidoras trifásicas. Enquanto a carga é dividida equitativamente entre as fases no sistema trifásico, ela é conectada entre fases para unidades monofásicas a três fios. Adicionalmente, para circuitos monofilares com retorno por terra, adota-se valor de resistência de aterramento de 15 ohms.

A fim de trabalhar com uma base de dados cada vez mais consistente e completa, a Revisão 5 também exige o recebimento dos dados georreferenciados da BDGD. Isto se dá de tal forma que, caso a base apresente alguma desatualização, a agência solicita tais informações pertinentes num padrão específico. A Revisão 5 leva em conta a definição da metodologia para o cálculo de perdas nos ramais de ligação e, no caso de instalação de medição externa pela concessionária, a compensação destas perdas ao consumidor.

2.1.2 Metodologia de Cálculo das Perdas Técnicas

O sistema de distribuição elenca:

1. Redes do Sistema de Distribuição de Alta Tensão - SDAT;
2. Reguladores, redes do Sistema de Distribuição de Média Tensão - SDMT;
3. Sistema de Distribuição de Baixa Tensão - SDBT;
4. Medidores de energia das unidades consumidoras do SDBT;
5. Ramais de ligação;
6. Transformadores de Distribuição e
7. Transformadores de Potência;

Dada esta segregação, a metodologia regulatória para apuração de perdas técnicas ocorre para cada classe de tensão nos sistemas de distribuição de maneira distinta.

As redes A1, A2 e A3 constituem o grupo de alta tensão, cujo fornecimento em tensão é igual ou superior a 69 kV. A ANEEL calcula as perdas técnicas para o sistema de distribuição em alta tensão, estações transformadoras de distribuição e para os transformadores de potência utilizando dados do sistema de medição.

Naturalmente podem ocorrer falhas de medição nos pontos em que ocorrem injeção de energia. A fim de minimizar este potencial problema, estudos têm proposto o cálculo para o sistema de distribuição de alta tensão também pelo método de fluxo de potência.

Já os níveis de tensão A3a e A4 constituem a rede de média tensão (entre 2,3 e 44 kV), enquanto que grupo B é formado por aquelas unidades consumidoras cujos fornecimentos ocorrem em tensão inferior a 2,3 kV.

Considerando o sistema de distribuição de média (A3a e A4) e o de baixa tensão (B), além

dos segmentos de transformação MT-BT e MT-MT, o cálculo é feito com uma das ferramentas chave da análise dos sistemas de potência.

Esta ferramenta é o método do fluxo de potência e é utilizada pela ANEEL conforme disposições do Módulo 7. Esta metodologia leva em conta a equação de balanço energético, e, com isso, considera a presença das perdas não técnicas como cargas virtuais. A execução computacional do fluxo é feita iterativamente até a convergência ser alcançada.

A agência considera as próprias perdas calculadas pelas distribuidoras em alguns casos específicos. Um deles é quando o alimentador do sistema de média tensão possuir caráter de subtransmissão interligando estação transformadora de distribuição, ou quando ele tiver redes subterrâneas reticuladas associadas. Outro caso é quando ele supre ao mesmo tempo o mesmo transformador de distribuição, ou até mesmo quando ele tem geração distribuída com potência injetada significativa em relação às cargas supridas pelo circuito. Resumidamente, o alimentador é considerado como atípico pela agência.

A apuração ocorre mensalmente para cada um dos alimentadores da média tensão, incluindo segmentos de média e baixa tensão, ramais de ligação, medidores de energia de baixa tensão e transformadores de distribuição relacionados a este alimentador.

Uma das informações necessárias para a execução do fluxo de carga é o coeficiente de perdas. Este parâmetro é definido com base nas curvas de carga medida de cada equipamento na campanha de medição, o que considera dia útil, sábado, domingo e feriado sinalizado pela distribuidora em cada medição.

A curva de carga é especificada quanto aos 24 patamares de carga diários, para cada unidade consumidora do sistema de distribuição de média e baixa tensão. Estes patamares provêm de uma média aritmética feita para cada hora, dos pontos de demanda de 15 em 15 minutos, ou de 5 em 5. A distribuidora caracteriza a curva de carga (consumidor-tipo) para cada unidade consumidora de acordo com a sua tipologia. Para tanto, são empregados dados da campanha de medição mais atual. Cabe mencionar que as campanhas são realizadas no ano da revisão tarifária periódica.

Quanto às perdas apuradas para o sistema de distribuição de alta tensão, elas valem a diferença entre a energia injetada e a fornecida, que são mensuradas nas fronteiras e pontos de acoplamento deste sistema com concessionárias de transmissão, de geração, com outras distribuidoras, e com estações transformadoras de distribuição. Tais perdas são denominadas perdas apuradas por medição.

Quanto às perdas nos transformadores de potência, leva-se em conta a condição da carga média, conforme a equação:

$$P_{transformador} = (P_{ferro} + P_{cobre})[MW]$$

Na expressão, $P_{transformador}$ representa a perda de potência para a demanda média do transformador, enquanto que P_{ferro} diz respeito à perda no ferro do transformador ou em vazio.

P_{cobre} abrange a perda de potência para a demanda média no cobre do transformador. Ela é

obtida pela expressão:

$$P_{cobre} = \left(\frac{P_{média}}{P_{apn, nominal} \cdot \cos\phi} \right)^2 \cdot P_{cobre, nominal} [MW]$$

Na expressão, $P_{média}$ diz respeito à potência média no transformador, determinada pela razão da energia consumida pelas cargas ligadas ao transformador sobre o tempo (em MW). Já $P_{apn, nominal}$ é a potência nominal (em MVA).

$P_{cobre, nominal}$ é a perda no cobre na condição nominal de carga, definida pela diferença da perda total menos a perda em vazio do transformador (em MW). Já $\cos\phi$ é o valor regulatório do fator de potência de 0,92.

Para calcular a perda de energia do transformador, aplica-se à seguinte relação:

$$E_{transformador} = \delta T \cdot (P_{ferro} + P_{cobre} \cdot CP) [MWh]$$

Esta perda de energia $E_{transformador}$ é dada pela soma da perda de energia no cobre, obtida pela multiplicação da perda de potência para a demanda média no cobre pelo coeficiente de perdas CP , com a perda de energia em vazio pelo período de tempo considerado δT .

Quanto às perdas apuradas para o sistema de distribuição de média e baixa tensão, em que se inclui os ramais de ligação, recorre-se ao método do fluxo de carga.

Este método leva em conta as perdas não técnicas da seguinte forma: primeiro, efetua-se o cálculo das perdas técnicas nos medidores das cargas do nível de baixa tensão. O segundo passo é calcular as perdas técnicas no sistema de distribuição de média e baixa tensão levando em conta somente a energia medida nas cargas ligadas à estes segmentos, adicionadas às perdas nos medidores.

A perda não técnica é então quantificada pela diferença entre a energia medida na saída do alimentador e a energia medida nas cargas que formam o sistema de distribuição de média e baixa tensão, somada às perdas de energia à jusante do alimentador. Sequencialmente, aloca-se esta perda não técnica entre o sistema de média e de baixa tensão na mesma proporção declarada pela distribuidora na ocasião do balanço de energia. Assim, soma-se esta energia às energias medidas nas cargas de cada segmento de forma proporcional ao consumo.

Recalcula-se então a perda técnica seguindo o mesmo passo realizado no segunda etapa deste procedimento. Por fim, itera-se o procedimento até que os valores de perdas técnicas considerados entre duas repetições consecutivas sejam insignificantes.

A Revisão 5 do Módulo 7 atualizou a metodologia para apuração das perdas nos ramais de ligação no caso de medição externa e expôs o procedimento de desconto delas na fatura de energia do consumidor.

Para determinar as perdas de energia ocorridas nos ramais de ligação, recorre-se à equação:

$$P_{energia} = \left(\frac{730 \cdot Num_{Condutadores} \cdot resist\acute{e}ncia \cdot comprimento \cdot Corrente_{média}^2 \cdot CP_{equivalente}}{1000} \right) [MW]$$

A variável $Num_{Condutores}$ sinaliza a quantidade de condutores carregados, podendo valer 2 ou 3. Ela é igual a 3 tanto para unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios quanto em 3 fases e 4 fios. Para as que são alimentadas em 1 fase e 3 fios, ou em 1 fase e 2 fios, a variável vale 2.

Na expressão, *resistência* e *comprimento* dizem respeito a atributos do ramal de ligação em ohms/km e km respectivamente. $CP_{equivalente}$ é o coeficiente de perdas definido em 1,52.

Já a variável $Corrente_{média}$ se refere à corrente média quantificada para o ciclo de faturamento tocante ao mês de cálculo da perda no ramal de ligação. Ela pode ser obtida de formas alternativas, considerando-se diferentes números de fases e fios na alimentação dos circuitos:

Para alimentação em 3 fases e 4 fios:

$$Corrente_{média} = \left(\frac{Energia_{fornecida} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot Tensão_{nominal} \cdot \cos\phi \cdot 730} \right)$$

Para alimentação em 2 fases e 3 fios:

$$Corrente_{média} = \left(\frac{Energia_{fornecida} \cdot 1000}{Tensão_{nominal} \cdot \cos\phi \cdot 730} \right)$$

Para alimentação em 1 fase e 2 fios:

$$Corrente_{média} = \left(\frac{Energia_{fornecida} \cdot 1000}{Tensão_{nominal} \cdot \cos\phi \cdot 730} \right)$$

Para alimentação em 1 fase e 3 fios:

$$Corrente_{média} = \left(\frac{Energia_{fornecida} \cdot 1000}{0,5 \cdot Tensão_{nominal} \cdot \cos\phi \cdot 730} \right)$$

Nestas equações, $Energia_{fornecida}$ vale a energia mensal medida na unidade consumidora em kWh; $Tensão_{nominal}$ representa a tensão nominal de linha em V.

A distribuidora tem também a opção de calcular as perdas nos ramais de ligação por meio do percentual de 1,5 % sobre a energia mensal medida na carga. Cabe à ela escolher uma das metodologias e aplicar a todas as cargas supridas pelo sistema de medição externa.

Capítulo 3

Dados e Método

Este capítulo apresenta as distribuidoras brasileiras que passaram pela apuração de perdas técnicas relativa ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária. Também são revelados os dados de perdas empregados neste trabalho. Ademais, é descrita a metodologia necessária para atingir o objetivo desta pesquisa apresentado no capítulo 1, que engloba tanto análise de cluster quanto de regressão.

3.1 Introdução

Neste capítulo, é feita uma descrição geral dos dados e da metodologia aplicados neste trabalho.

O objetivo é introduzir os dados empregados no desenvolvimento deste estudo. São apresentadas as metodologias utilizadas para a execução das clusterizações das distribuidoras por perfis de perdas semelhantes. Também são mostrados os métodos para a identificação dos atributos preditivos mais significativos, que são interpretados como os motivadores de perdas.

Este capítulo está subdividido em 3 seções:

Na seção 3.1, é descrita a base de dados sobre perdas técnicas, o que abarca a sua origem, as distribuidoras escrutinadas e o processo de levantamento de variáveis.

Na seção 3.2, apresentam-se os algoritmos de clusterização de distribuidoras adotados que coadunam com o propósito desta pesquisa, visto que se objetiva caracterizar a disposição espacial de perdas num panorama que leva em conta clusters de distribuidoras que apresentam perfis de perdas semelhantes.

Na seção 3.3, é explorada a regressão *stepwise*, que possibilita a seleção das variáveis que melhor explicam as perdas, dada uma listagem inicial com mais variáveis candidatas.

3.2 Dados Empregados

Este trabalho utiliza tanto valores de perdas técnicas quanto variáveis que com elas se relacionam. Todos os dados foram posteriormente tratados de forma a reduzir redundâncias entre eles e elevar sua integridade.

Quanto aos montantes de perdas técnicas, extraídos a partir do resultado dos cálculos de perdas para cada distribuidora, a fonte provisora dos dados foi a ANEEL. Estas informações foram coletadas de Notas Técnicas, de caráter público, referentes à apuração de perdas na distribuição do 4º Ciclo de Revisão Tarifária (2015-2018).

Foram empregados neste trabalho valores de perdas técnicas discriminadas nos transformadores, nas redes de alta, média e baixa tensão. Uma questão considerada foi trabalhar com os percentuais do montante de perdas sobre a energia injetada. Como consequência, distribuidoras com portes grandes são niveladas com as de porte pequeno, resultando numa análise uniforme.

Quanto às variáveis explicativas, coletadas do banco de dados da ANEEL chamado GeoPerdas, foram disponibilizadas por meio da Lei de Acesso a Informação (LAI). Dados sobre quantidade de unidades consumidoras e área de concessão foram coletados da base de dados relativa aos indicadores coletivos de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora).

Para analisar a relação entre perdas e atributos que as expliquem, torna-se indispensável o uso de variáveis que dizem respeito a dados físicos e de energia da distribuidora. Dessa forma, permitem investigar a influência destes fatores nos índices de perdas técnicas. A Tabela 3.3 apresenta a lista destas variáveis. Os atributos explicativos de perdas técnicas norteiam a compreensão dos motivadores destas perdas.

O trabalho incorreu em algumas limitações, pois a base de dados de algumas distribuidoras como a DMED é incompleta. Quando alguma distribuidora apresentou inexistência de informação, ela foi excluída da respectiva investigação, a fim de não atrapalhar a condução a resultados consistentes. A lista de concessionárias que apresentou alguma escassez de informações tocantes às perdas elenca EFLJC, COOPERALIANÇA, DMED, DEMEI e UHENPAL.

3.2.1 Distribuidoras

Tabela 3.1: Concessionárias de distribuição de energia elétrica

Distribuidora	Sigla
Bandeirante Energia S.A.	BANDEIRANTE
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	CAIUA
CEB Distribuição S.A.	CEB
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	CEEE-D
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.	CELESC
Celg Distribuição S.A.	CELG-D
Centrais Elétricas do Pará S.A.	CELPA
Companhia Energética de Pernambuco	CELPE
Companhia Energética do Maranhão	CEMAR
Companhia Energética de Minas Gerais S.A.	CEMIG
Companhia Força e Luz do Oeste	CFLO
Companhia Hidroelétrica São Patrício	CHESP
Companhia Nacional de Energia Elétrica	CNEE
Companhia Campolarguense de Energia	COCEL
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	COELBA
Companhia Energética do Ceará	COELCE
Cooperativa Aliança	COOPERALIANÇA
Copel Distribuição S.A.	COPEL
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	COSERN
Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL PAULISTA
Companhia Jaguari de Energia	CPFL JAGUARI
Companhia Leste Paulista de Energia	CPFL LESTE PAULISTA
Companhia Luz e Força de Mococa	CPFL MOCOCA
Companhia Piratininga de Força e Luz	CPFL PIRATININGA
Companhia Luz e Força Santa Cruz	CPFL SANTA CRUZ
Companhia Sul Paulista de Energia	CPFL SUL PAULISTA
Departamento Municipal de Energia Elétrica de Ijuí	DEMEI
DME Distribuição S.A.	DMED
Energisa Borborema S.A.	EBO
Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	EDEVP
Empresa Elétrica Bragantina S.A.	EEB
Empresa Força e Luz João Cesa	EFLJC
Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda.	EFLUL
Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	ELEKTRO
Centrais Elétricas de Carazinho S.A.	ELETROCAR
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	ELETROPAULO
Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	ELFSM
Energisa Minas Gerais	EMG
Energisa Mato Grosso	EMT
Enel Distribuição Rio	ENEL RIO
Energisa Nova Friburgo Distribuidora de Energia S.A.	ENF
Energisa Paraíba S.A.	EPB
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	ESCELSA
Energisa Sergipe Distribuidora de Energia S.A.	ESE

Tabela 3.2: Continuação da Tabela 3.1

Distribuidora	Sigla
Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A.	ETO
Força e Luz Coronel Vivida Ltda	FORCEL
Hidroelétrica Panambi S.A.	HIDROPAN
Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	IENERGIA
Light Serviços de Eletricidade S.A.	LIGHT
Muxfeldt Marin e Cia Ltda	MUXENERGIA
Rio Grande Energia S.A.	RGE
RGE Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.	RGE SUL
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SULGIPE
Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda	UHENPAL

As Tabelas 3.1 e 3.2 contemplam as concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica em análise.

3.2.2 Listagem de variáveis

A Tabela 3.3 apresenta os atributos levantados para todas as 55 distribuidoras e suas respectivas unidades. No modelo de regressão, estas variáveis são chamadas de explicativas pois podem prever o comportamento da perda técnica percentual, que neste trabalho é a variável dependente. Já as demais variáveis levantadas que representam características da rede elétrica são as variáveis independentes da análise de regressão.

Tabela 3.3: Variáveis levantadas sobre as distribuidoras

Variável	Unidade
Área de Concessão	km ²
Densidade de Número de Circuitos MT por km de Rede MT	1/km
Densidade de Potência Nominal Instalada de TD por Área	kVA/km ²
Densidade de Potência Instalada de TD por km de Rede MT e BT	kVA/km
Densidade de Potência Instalada de TD por UC	kVA/consumidor
Densidade de Reguladores por Área	Regulador/km ²
Densidade de Reguladores por Rede	Regulador/km
Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora	Regulador/consumidor
Densidade de TD por Área	1/km ²
Densidade de TD por km de Rede MT e BT	1/km
Densidade de Transformador de Distribuição por Unidade Consumidora	TD/consumidor
Densidade de Unidades Consumidoras por Área	1/km ²
Densidade de Unidades Consumidoras por km de Rede MT e BT	1/km
Densidade de Energia Fornecida Anual por Área	MWh/km ²
Densidade de Energia Fornecida Anual por km de Rede MT e BT	MWh/km
Densidade de Energia Fornecida Anual por UC BT	MWh/UCBT
Densidade de Energia Fornecida Anual por UC MT	MWh/UCMT
Densidade de Rede BT por Área	km/km ²
Densidade de Rede MT por Área	km/km ²
Energia Total Fornecida	MWh
Energia Total Injetada	MWh
Energia Total Injetada em MT e BT	MWh
km de Rede	km
km de Rede BT	km
km de Rede MT	km
Número de Circuitos MT	-
Número de Reguladores	-
Número de Transformadores de Distribuição (TD)	-
Número de Unidades Consumidoras (UC)	-
Número de Unidades Consumidoras BT	-
Número de Unidades Consumidoras MT	-
Percentual de Rede BT na Distribuidora	%
Percentual de Rede MT na Distribuidora	%
Potência Instalada Média por Regulador	kVA
Potência Instalada Média por TD	kVA
Potência Instalada Total de Reguladores	MVA
Potência Aparente Instalada de TD Total	MVA
Resistência Média dos Segmentos de Rede BT	ohms/km

3.3 Clusterização

Com o objetivo de caracterizar as perdas técnicas espacialmente no território brasileiro, é oportuno agrupar distribuidoras que apresentem perfis de perdas técnicas semelhantes. A técnica estatística que agrupa as distribuidoras com maior homogeneidade dentro dos agrupamentos e com máxima heterogeneidade entre os agrupamentos é a clusterização. Cada agrupamento sob estas condições recebe o nome de cluster.

Para (Hair et al., 2005), os agrupamentos formados pela clusterização devem ser de tal forma que as observações alocadas em um grupo sejam mais parecidas umas com as outras do que com as de outros grupos. A clusterização conduzida neste trabalho é a hierárquica aglomerativa, em que cada item de dados é considerado um grupo individual, que vai sendo fundido com outros grupos recursivamente até se chegar a um número menor de cluster que atende a necessidade, conforme os parâmetros de similaridade e dissimilaridade.

Foram executados três algoritmos no software estatístico SAS University Edition: Ward, "Média das distâncias" e "Distância dos centroides", referentes à clusterização hierárquica aglomerativa.

Baseia-se a análise de cluster em dois parâmetros estatísticos que indicam respectivamente grau de homogeneidade (R^2) e heterogeneidade (SR^2). Eles variam de 0 a 1. Por meio destes coeficientes, é possível definir o algoritmo a ser utilizado nos passos posteriores da análise. O coeficiente R^2 é uma medida estatística que representa a proporção da variância para uma variável dependente que é explicada por outras variáveis independentes num modelo de regressão.

Um dos fatores de maior complexidade consiste na escolha do número ótimo de clusters. Para tanto, toma-se como objeto de estudo o dendrograma resultante da clusterização. Esta tomada de decisão será abordada no capítulo 4. O dendrograma se trata de um diagrama de tipo árvore que traduz a clusterização hierárquica, que significa a relação de grupos semelhantes de dados.

Em outras palavras, o dendrograma representa a fusão entre os diversos objetos (dados) mais similares entre si. São aglutinados dois objetos em cada etapa, que formam grupos sucessores, resultando em um único grupo que abriga todos os objetos que foram agrupados dois a dois.

3.3.1 Algoritmos de clusterização utilizados

Os algoritmos que realizam a clusterização hierárquica aglomerativa utilizados neste trabalho são:

1. Média das distâncias;
2. Distância dos Centroides;
3. Ward (Método da Mínima Variância);

Apesar de outros algoritmos clássicos, como ligação individual e ligação completa, estarem também à disposição, ateve-se à metodologia de (Couto, 2017), que também empregou os 3 algoritmos supracitados.

3.4 Análise de Regressão

Esta seção aborda o tratamento estatístico ao conjunto de variáveis levantadas como parte do processo de identificação dos parâmetros mais significativos para perdas técnicas. Ela é subdividida em 4 subseções.

As subseções 3.4.1, 3.4.2 e 3.4.3 contemplam três etapas que averiguam se a lista de variáveis é apta a compor um modelo compatível com a aplicação da regressão. Já a seção 3.4.4 aborda a regressão *stepwise*. Esta análise de aptidão das variáveis ao modelo de regressão, junto com a investigação do resultado da regressão *stepwise*, constitui a análise de regressão.

A análise de regressão investiga a dependência de uma variável dependente em relação a outras variáveis explanatórias independentes, a fim de estimar ou prever o valor médio da dependente em termos dos valores conhecidos das independentes.

Para (Hair et al., 2005), a análise de regressão linear se trata de uma técnica estatística que examina a relação entre uma única variável dependente e muitas variáveis independentes. Ainda, o autor preconiza que a análise possibilita uma análise objetiva sobre a importância relativa de cada atributo independente na previsão da medida dependente.

3.4.1 Teste de normalidade

A primeira etapa consiste em investigar a distribuição das variáveis. Inicialmente todas as variáveis independentes e a dependente foram submetidas a 3 testes de normalidade. São eles: Kolmogorov-Smirnov, Cramer-von Mises e Anderson-Darling. Os testes foram executados no software SAS University Edition.

É feito posteriormente um estudo de caso, pois caso não sigam a distribuição normal, elas não de passar por uma transformação, sem que isso prejudique a análise do resultado. Estas transformações consistem em aplicar o logaritmo natural à lista de variáveis para testar novamente a distribuição normal das variáveis transformadas.

Caso ainda haja variáveis que sejam reprovadas no teste de normalidade, é feita uma última transformação corretiva: aplicação da raiz quadrada do valor original da variável. Remete-se novamente ao teste. Caso haja variáveis reprovadas, submete-se o inverso de seus valores originais ao teste. No caso de ainda haver reprovação, essas variáveis são excluídas do modelo.

3.4.2 Teste de Correlação

A segunda etapa é o teste de correlação. A correlação de Pearson é a ferramenta que traduz o grau de associação inter-variáveis. Variáveis independentes altamente correlacionadas com a variável dependente terão alto índice de correlação de Pearson.

Os valores possíveis para o coeficiente de correlação de Pearson variam de -1 a 1. Valores de correlação em módulo acima de 0,9 são considerados pela literatura prejudiciais à análise, pois isso denota um alto grau de redundância.

Para (Hair et. al, 2005) [10], manter no modelo variáveis pouco correlacionadas com a dependente fere o pressuposto estatístico de que é necessário haver relação linear entre as independentes e a dependente para aplicação da regressão. Se elas forem mantidas, o poder preditivo da equação de regressão também é impactado. Devido a este motivo, variáveis altamente correlacionadas são retiradas do modelo a ser encaminhado para regressão. Mede-se os coeficientes entre a variável dependente e as independentes, e em seguida entre as variáveis independentes entre si.

Quando a correlação é feita entre as variáveis independentes e a dependente, deseja-se que o módulos dos valores dos coeficientes de correlação sejam superiores a 0,1 e inferiores a 0,9. Dada esta premissa, exclui-se da análise variáveis independentes que apresentem coeficientes fora destes limites. Dessa forma, garante-se que a variável independente tenha relação linear razoável com a dependente, nem desprezível a ponto de não ter nenhuma relação com a dependente, nem elevada a ponto de ser considerada redundante.

Quando a correlação é feita entre as variáveis independentes entre si, deseja-se que não haja casos em que o coeficiente seja superior a 0,9 entre um dado par de variáveis analisado. Caso este caso ocorra, recorre-se ao critério de preservar no estudo a componente do par que apresentar maior correlação de Pearson com a variável dependente. A outra componente do par é então descartada por ser considerada representativa da mesma grandeza.

3.4.3 Teste de Multicolinearidade

O terceiro e último passo que antecede a análise de regressão é a avaliação de multicolinearidade. Às variáveis remanescentes, é aplicada uma regressão do tipo Enter, que se trata de uma regressão com todas as variáveis inseridas. Ela revela o comportamento do fator de inflação de variância (VIF). O VIF, quando superior a 5, é um alerta de multicolinearidade. Assim, deve-se ter cautela por se tratar de um risco para o modelo de regressão. Com base no resultado deste teste, elimina-se as variáveis cujo VIF exceder o limiar 5 a fim de evitar distorções no resultado em decorrência da multicolinearidade. Ao final desta etapa, espera-se que a lista de variáveis remanescentes esteja apta a formar um modelo aceitável de regressão.

3.4.4 Regressão *Stepwise*

Com a lista de variáveis filtradas, isentas de multicolinearidade e que contemplam os pressupostos estatísticos explicados na seção prévia, tem-se um modelo de regressão aceitável e compatível com a seleção *stepwise*. Dessa forma, é encaminhado o modelo do cluster para o procedimento estatístico no SAS University Edition. Repete-se o processo para cada um dos clusters restantes.

Capítulo 4

Resultados Experimentais

4.1 Introdução

Este capítulo apresenta os resultados obtidos de clusterizações, cujos agrupamentos foram feitos por níveis semelhantes de perdas técnicas. Também são analisados os resultados da análise estatística de regressão feita com o objetivo de selecionar os atributos mais explicativos de perdas, dentre o universo de todos os parâmetros levantados.

Por fim, caracterizou-se de que maneira os níveis de perdas técnicas regulatórias nas redes de distribuição estão dispostos no território brasileiro. Esta caracterização permitiu traçar um panorama nacional de perdas, e foi possível em virtude do levantamento de vários parâmetros e das técnicas de análise de regressão.

Todos os dados envolvidos nesta investigação dizem respeito ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária (2015-2018).

4.2 Nível de Perdas Técnicas das Distribuidoras

4.2.1 Perdas Técnicas Percentuais em todo o Sistema de Distribuição

Na Tabela 4.1 são apresentados os valores de perdas técnicas percentuais. Dividiu-se o montante de perdas técnicas, em MWh, pela energia injetada total, também em MWh. Os valores de perdas representam as perdas técnicas em todo o sistema de distribuição, isto é, nos segmentos de alta, média e baixa tensão, nos segmentos de transformação, e nos medidores.

Quanto à Tabela 4.3, a terceira coluna contempla as perdas técnicas no níveis de alta tensão, de média tensão e de baixa tensão, além de considerar as perdas ocorridas nos transformadores. Desconsidera-se as perdas nos medidores.

A quarta coluna da Tabela 4.3 mostra as perdas técnicas regulatórias na rede de média e baixa tensão e nos transformadores MT-BT, sem considerar as perdas técnicas que ocorrem nos medidores.

Tabela 4.1: Perdas Técnicas Totais em todo o Sistema de Distribuição

Distribuidora	En. Injetada(MWh)	P. Téc.(MWh)	P. Téc. (%)
EFLUL	102841,598	3991,136	3,881
HIDROPAN	107693,871	4333,527	4,024
EFLJC	17632,577	715,001	4,055
DMED	501016,55	20513,268	4,094
CFLO	298571,25	12530,471	4,197
CPFL JAGUARI	598116,992	25578,058	4,276
COCEL	339328,754	15282,683	4,504
BANDEIRANTE	17069006,778	775914,964	4,546
FORCEL	58249,263	2778,325	4,770
DEMEI	147726,56	7375,41	4,993
EEB	1169241,898	58669,809	5,012
CPFL PIRATININGA	16886781,116	853917,902	5,057
ELETROPAULO	51493148,371	2631264,036	5,110
ELEKTRO	18252577,998	946654,39	5,186
CPFL PAULISTA	34252904,975	1917084,214	5,597
ENF	394119,945	23033,592	5,844
CPFL SUL PAULISTA	653300,724	38822,285	5,942
CELESC	24840412,355	1483422,414	5,972
CEEE-D	10119925,789	608174,087	6,010
EBO	767868,959	46156,594	6,011
COPEL	31248438,733	1889686,22	6,047
MUXENERGIA	70578,265	4321,291	6,123
LIGHT	37751347,545	2391637,511	6,335
EEVP	995137,917	64399,377	6,471
RGE SUL	9918888,359	644477,18	6,497
ELETROCAR	195720,133	12916,634	6,599
RGE	11511452,829	772958,32	6,715
CAIUA	1346225,349	94215,881	6,999
ESCELSA	12821039,217	915609,891	7,141
IENERGIA	276686,337	20133,114	7,277
ESE	3508965,887	260595,149	7,427
CEB	7537081,954	562340,667	7,461
COOPERALIANÇA	208189,69	15843,24	7,610
CPFL SANTA CRUZ	1259985,374	97809,395	7,763
CNEE	679103,914	52858,193	7,784
CPFL LESTE PAULISTA	387144,325	30220,302	7,806
COELCE	12246396,157	994193,386	8,118
CPFL MOCOCA	262649,425	21449,602	8,167
CEMIG	49511789,286	4340432,726	8,766

Tabela 4.2: Continuação da Tabela 4.1

Distribuidora	En. Injetada(MWh)	P. Téc.(MWh)	P. Téc. (%)
ELFSM	636017,617	55933,718	8,794
ENEL RIO	14369385,73	1307653,913	9,100
EMG	1770169,026	163595,905	9,242
CELG-D	15270326,249	1442653,67	9,447
COSERN	6228751,534	598561,629	9,610
EMS	5687501,802	547174,545	9,621
CHESP	128665,389	12458,227	9,683
CELPE	16288933,27	1584144,87	9,725
EPB	4908509,519	484667,572	9,874
EMT	9364751,549	940610,416	10,044
CELPA	11823781,807	1199856,942	10,148
SULGIPE	410279,697	42929,321	10,463
ETO	2457022,642	263670,285	10,731
UHENPAL	71371,25	7715,192	10,810
COELBA	22812016,377	2478180,118	10,863
CEMAR	7530153,087	899322,047	11,943

A quinta coluna da Tabela 4.3 apresenta os valores das perdas técnicas percentuais nas redes de alta, média e baixa tensão sem considerar as perdas ocorridas nos transformadores nem nos medidores.

A sexta coluna da tabela 4.3 exibe os percentuais de perdas técnicas especificada em perda cobre do transformador.

A sétima coluna da tabela 4.3 mostra os percentuais de perdas técnicas de energia ocorrida no ferro dos transformadores.

Já a oitava coluna da Tabela 4.3 exibe os resultados de perdas técnicas nas linhas da rede de média tensão. Para as distribuidoras COOPERALIANÇA, DEMEI, EFLJC e UHENPAL não houve dados apurados nas respectivas Notas Técnicas de apuração de perdas técnicas da ANEEL, pois estas distribuidoras não encaminharam as informações necessárias para a ANEEL.

A nona coluna da Tabela 4.3 revela as perdas técnicas percentuais nas linhas da rede de baixa tensão.

Por fim, a décima coluna da Tabela mostra o percentual de perdas de potência das linhas MT e BT juntas. Juntas, as colunas 3 a 10 representam componentes das perdas totais em todo o sistema de distribuição representadas na coluna 2 da Tabela 4.3 .

Tabela 4.3: Perdas técnicas (em %) em todo o sistema de distribuição desmembradas

DISTRIBUIDORA	Totais	AT+MT+ BT+trafos	MT,BT +trafos	AT+MT +BT	Cobre	Ferro	Linhas MT	Linhas BT	Linhas MT+BT
EFLUL	3,88	3,79	3,79	3,01	0,59	0,19	2,72	0,29	3,01
HIDROPAN	4,02	3,84	3,27	2,44	0,89	0,46	1,45	0,58	2,03
EFLJC	4,06	-	-	-	-	-	-	-	-
DMED	4,09	3,91	3,21	1,82	1,46	0,33	1,23	0,51	1,74
CFLO	4,2	3,9	3,9	2,16	1,29	0,46	1,51	0,65	2,16
CPFL JAGUARI	4,28	4,16	3,53	2,88	0,91	0,2	2,33	0,36	2,69
COCEL	4,5	4,34	4,14	2,45	1,57	0,28	2,08	0,37	2,45
BANDEIRANTE	4,55	4,37	3,53	2,91	0,87	0,35	1,42	1,05	2,47
FORCEL	4,77	4,62	4,62	3,21	1,16	0,24	2,97	0,24	3,21
DEMEI	4,99	-	-	-	-	-	-	-	-
EEB	5,02	4,8	3,89	2,62	1,64	0,39	1,65	0,41	2,06
CPFL PIRATININGA	5,06	4,89	3,15	3,36	0,79	0,48	1,06	0,98	2,04
ELETROPAULO	5,11	4,86	3,95	3,25	1,07	0,45	1,17	1,68	2,86
ELEKTRO	5,19	4,97	3,99	2,81	1,36	0,4	1,96	0,63	2,58
CPFL PAULISTA	5,6	5,43	3,1	3,7	1,24	0,34	1,23	0,46	1,69
ENF	5,84	5,6	4,67	2,53	1,73	0,59	1,37	1,13	2,5
CPFL SUL PAULISTA	5,94	5,69	5,27	3,58	1,63	0,36	2,91	0,54	3,46
CELESC	5,97	5,86	3,78	4,03	1,18	0,42	2,13	0,27	2,39
CEEE-D	6,01	5,8	3,08	3,77	1,11	0,79	0,84	0,52	1,36
EBO	6,01	5,76	3,97	3,66	1,27	0,72	1,53	0,97	2,5
COPEL	6,05	5,88	3,86	3,36	2	0,34	1,32	0,43	1,75
MUXENERGIA	6,12	6,01	6,01	4,96	0,66	0,4	4,5	0,45	4,96
LIGHT	6,34	6,12	4,36	3,9	0,94	1,11	0,83	1,61	2,44
EEVP	6,47	-	-	-	-	-	1,95	0,7	2,65
RGE SUL	6,5	6,34	3,87	4,35	1,37	0,43	1,57	0,73	2,3
ELETROCAR	6,6	6,41	4,91	4,44	1,32	0,44	2,95	0,35	3,3
RGE	6,71	6,59	4,54	4,43	1,56	0,32	2,51	0,35	2,86
CAIUA	7	6,73	4,62	4,02	1,82	0,69	1,57	0,8	2,36
ESCELSA	7,14	7,01	4,41	4,94	1,35	0,47	2,09	0,66	2,75
IENERGIA	7,28	7,16	7,16	4,9	1,6	0,65	4,26	0,65	4,9
ESE	7,43	7,24	5,12	5,28	1,28	0,6	2,03	1,39	3,42
CEB	7,46	7,31	5,18	5,24	0,96	0,84	2,18	1,35	3,53
COOPERALIANÇA	7,61	-	-	-	-	-	-	-	-
CPFL SANTA CRUZ	7,76	7,5	4,81	4,78	2,09	0,46	2,16	0,71	2,87
CNEE	7,78	7,5	5,17	4,7	1,78	0,74	2,26	0,7	2,96
CPFL LESTE PAULISTA	7,81	7,51	6,8	4,22	2,63	0,56	3,28	0,65	3,93
COELCE	8,12	7,92	4,8	5,83	1,04	0,81	1,59	1,52	3,11
CPFL MOCOCA	8,17	7,85	7,34	4,66	2,5	0,56	3,94	0,71	4,65
CEMIG	8,77	8,55	4,44	6,47	1,57	0,31	2,13	0,62	2,74
ELFSM	8,79	8,54	6,33	5,34	2,5	0,56	3,27	0,67	3,94
ENEL RIO	9,1	8,89	4,94	6,36	1,56	0,56	1,82	1,24	3,06
EMG	9,24	9	5,74	5,46	2,6	0,45	2,22	0,74	2,95
CELG-D	9,45	9,22	5,79	6,53	1,61	0,62	2,78	0,91	3,69
COSERN	9,61	9,38	6,28	6,86	1,16	1,14	2,89	1,24	4,13
EMS	9,62	9,48	6,37	6,09	2,37	0,79	2,52	0,99	3,51
CHESP	9,68	9,41	6,98	5,91	2,62	0,72	3,05	0,92	3,97
CELPE	9,73	9,55	6,38	6,95	0,98	1,36	2,53	1,64	4,17
EPB	9,87	9,68	6,13	7,13	1,57	0,86	2,59	1,36	3,94
EMT	10,04	9,84	6,87	6,99	1,82	0,84	3,07	1,38	4,44
CELPA	10,15	-	-	-	-	-	1,62	2,55	4,17
SULGIPE	10,46	10,15	9,06	6,54	2,24	1,2	4,33	1,43	5,76
ETO	10,73	10,49	6,19	7,19	2,49	0,71	2,44	0,93	3,37
UHENPAL	10,81	-	-	-	-	-	-	-	-
COELBA	10,86	10,65	6,97	8,01	1,67	0,75	3,39	1,37	4,76
CEMAR	11,94	11,72	8,59	7,92	2,06	1,47	3,1	2,36	5,45

4.3 Resultado das Clusterizações

Esta seção analisa as contribuições de todos os componentes de perdas técnicas que integram a perda técnica total de todo o sistema de distribuição.

A motivação das clusterizações é estabelecer a magnitude, a composição e a alocação das componentes que formam as perdas técnicas totais.

A clusterização com base em perdas técnicas totais no sistema de distribuição de energia elétrica é a etapa fundamental para identificar os atributos que mais expliquem perdas nas redes de distribuição.

As 7 demais clusterizações referentes ao desmembramento da perda total em componentes menores permitem caracterizar as suas proporções. O conjunto de 8 clusterizações possibilita assim esboçar o panorama nacional de perdas em termos de perdas técnicas nas redes de distribuição e nos transformadores de distribuição.

A análise de cluster foi completamente detalhada considerando as perdas totais. Todas demais clusterizações culminaram na escolha do algoritmo Ward e do número ótimo de 4 clusters. Por esse motivo, apenas os agrupamentos resultantes foram apresentados. Os resultados parciais suprimidos podem ser consultados no Anexo.

É importante definir os transformadores de distribuição. São aqueles que transformam níveis de média tensão em baixa tensão. No Brasil, isto corresponde a dizer que eles reduzem de 13,8 kV para 220 V ou 127 V. O único transformador de distribuição é o transformador MT-BT. Todos os demais (MT-AT, AT-MT, MT-MT) são transformadores de potência.

Na subseção 4.3.9 é detalhada a motivação para efetuar as 8 clusterizações e são exibidos os resultados obtidos.

Foram feitas análises de cluster considerando parcelas de perdas técnicas ocorridas nos segmentos de alta tensão, de média e de baixa, além daquelas que acontecem nos transformadores de distribuição.

No que concerne às perdas técnicas nos segmentos de transformação, foram adotadas as seguintes premissas: as perdas dos transformadores MT-BT foram alocadas no nível MT. Já as dos transformadores AT-MT, no nível AT.

Em todas as clusterizações foram utilizados valores de perdas técnicas percentuais, a fim de nivelar os valores de perdas e evitar que a disparidade de portes da distribuidora distorça o resultado. O porte da distribuidora é classificado em termos do número de unidades consumidoras.

Cabe ressaltar que o critério para classificar uma concessionária de distribuição como de grande porte é o de quão numeroso é a quantidade de unidades consumidoras atendidas ou de quão grande é a extensão da rede elétrica. Traduzindo esta classificação para números, a distribuidora é segundo a ANEEL considerada de grande porte caso apresente extensão de rede superior a 15 mil quilômetros ou caso forneça energia elétrica para mais de 500 mil unidades consumidoras.

4.3.1 Clusterização por Perdas Técnicas Totais em todo o Sistema de Distribuição

Esta seção explora o agrupamento dos dados de perdas técnicas que ocorrem em todo o sistema de distribuição. Isto significa dizer: nos segmentos de rede AT, MT e BT, em todos os segmentos de transformação, e nos medidores de energia. Estes dados foram apresentados na Tabela 4.1.

O primeiro objetivo da análise de cluster é definir um algoritmo de clusterização que apresente maior homogeneidade intra-cluster e maior heterogeneidade inter-cluster quando comparado com os outros algoritmos empregados. O segundo objetivo é escolher um número ótimo de clusters para agrupar as distribuidoras com perfis de perdas semelhantes.

As tabelas 4.4, 4.5 e 4.6 mostram os resultados de clusterização quanto aos parâmetros de homogeneidade R^2 e SR^2 para os métodos de Ward, Distância dos Centroides e Média das Distâncias. A coluna "N.C." significa "Número de clusters" e a sigla "CLX" significa o cluster formado na X-ésima etapa de fusão de elementos.

Tabela 4.4: Resultado da clusterização por perdas técnicas totais em todo o sistema de distribuição com o algoritmo Ward

N. C.	Clusters agrupados		SR^2	R^2	N. C.	Clusters agrupados		SR^2	R^2
54	CEEE-D	EBO	0.0000	1.00	27	LIGHT	CL50	0.0001	1.00
53	EMS	COSERN	0.0000	1.00	26	CL34	ELEKTRO	0.0001	1.00
52	CPFL S.CRUZ	CNEE	0.0000	1.00	25	CL46	COOPERAL.	0.0001	0.999
51	DEMEI	EEB	0.0000	1.00	24	EFLUL	CL38	0.0001	0.999
50	EEVP	RGE SUL	0.0000	1.00	23	CL28	ENF	0.0001	0.999
49	ELFSM	CEMIG	0.0000	1.00	22	CAIUA	CL30	0.0001	0.999
48	CPFL SUL P.	CELESC	0.0000	1.00	21	CL35	EPB	0.0001	0.999
47	HIDROPAN	EFLJC	0.0000	1.00	20	CL31	CELG-D	0.0001	0.999
46	CEB	ESE	0.0000	1.00	19	CL44	FORCEL	0.0002	0.999
45	CL52	CPFL L. P.	0.0000	1.00	18	CL27	CL33	0.0002	0.999
44	BAND.	COCEL	0.0000	1.00	17	CL37	CL24	0.0003	0.998
43	CHESP	CELPE	0.0000	1.00	16	CL32	SULGIPE	0.0003	0.998
42	COPEL	CL54	0.0000	1.00	15	CL45	CL25	0.0005	0.997
41	CPFL M.	COELCE	0.0000	1.00	14	CL23	CPFL PAUL.	0.0005	0.997
40	ELETROP.	CPFL PIR.	0.0000	1.00	13	CL29	CL49	0.0006	0.996
39	UHENPAL	COELBA	0.0000	1.00	12	CL21	CL20	0.0012	0.995
38	CL47	DMED	0.0000	1.00	11	CL41	CL15	0.0015	0.994
37	CPFL JAG.	CFLO	0.0000	1.00	10	CL26	CL19	0.0016	0.992
36	CL48	CL42	0.0000	1.00	9	CL22	CL18	0.0028	0.989
35	CELPA	EMT	0.0000	1.00	8	CL16	CEMAR	0.0047	0.985
34	CL40	CL51	0.0000	1.00	7	CL12	CL13	0.0065	0.978
33	ELETROCAR	RGE	0.0000	1.00	6	CL10	CL17	0.0087	0.969
32	ETO	CL39	0.0000	1.00	5	CL14	CL9	0.0102	0.959
31	CL43	CL53	0.0000	1.00	4	CL7	CL8	0.0291	0.930
30	IENERGIA	ESCELSA	0.0000	1.00	3	CL5	CL11	0.0417	0.888
29	EMG	ENEL RIO	0.0000	1.00	2	CL6	CL3	0.1771	0.711
28	CL36	MUXENERGIA	0.0001	1.00	1	CL2	CL4	0.7113	0.000

Tabela 4.5: Resultado da clusterização por perdas técnicas totais em todo o sistema de distribuição com o algoritmo Distância dos Centroides

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
54	CEEE-D	EBO	0.0000	1.00	27	EMG	ENEL RIO	0.0000	1.00
53	EMS	COSERN	0.0000	1.00	26	CL45	COOPERAL.	0.0001	1.00
52	CPFL S.CRUZ	CNEE	0.0000	1.00	25	CL29	ENF	0.0001	0.999
51	DEMEI	EEB	0.0000	1.00	24	EFLUL	CL38	0.0001	0.999
50	EEVP	RGE SUL	0.0000	1.00	23	LIGHT	CL31	0.0001	0.999
49	ELFSM	CEMIG	0.0000	1.00	22	CAIUA	CL28	0.0001	0.999
48	CPFL SUL P.	CELESC	0.0000	1.00	21	CL34	CELG-D	0.0001	0.999
47	HIDROPAN	EFLJC	0.0000	1.00	20	CL33	EPB	0.0001	0.999
46	CL52	CPFL L. P.	0.0000	1.00	19	CL35	CL24	0.0003	0.999
45	CEB	ESE	0.0000	1.00	18	CL23	RGE	0.0002	0.998
44	COPEL	CL54	0.0000	1.00	17	CL43	FORCEL	0.0002	0.998
43	BAND.	COCEL	0.0000	1.00	16	CL46	CL26	0.0005	0.998
42	CHESP	CELPE	0.0000	1.00	15	CL32	SULGIPE	0.0003	0.997
41	CPFL M.	COELCE	0.0000	1.00	14	CL27	CL49	0.0006	0.997
40	CPFL PIR.	CL51	0.0000	1.00	13	CL25	CPFL PAUL.	0.0005	0.996
39	UHENPAL	COELBA	0.0000	1.00	12	CL20	CL21	0.0012	0.995
38	CL47	DMED	0.0000	1.00	11	CL30	CL17	0.0016	0.994
37	CL48	CL44	0.0000	1.00	10	CL41	CL16	0.0015	0.992
36	ELETROP.	ELEKTRO	0.0000	1.00	9	CL13	CL18	0.0040	0.988
35	CPFL JAG.	CFLO	0.0000	1.00	8	CL10	CL22	0.0033	0.985
34	CL42	CL53	0.0000	1.00	7	CL12	CL14	0.0065	0.978
33	CELPA	EMT	0.0000	1.00	6	CL11	CL19	0.0087	0.969
32	ETO	CL39	0.0000	1.00	5	CL7	CL15	0.0171	0.952
31	ELETROCAR	CL50	0.0000	1.00	4	CL9	CL8	0.0473	0.905
30	CL36	CL40	0.0001	1.00	3	CL5	CEMAR	0.0167	0.888
29	CL37	MUXENERGIA	0.0001	1.00	2	CL6	CL4	0.1771	0.711
28	IENERGIA	ESCELSA	0.0000	1.00	1	CL2	CL3	0.7113	0.000

Com base nos resultados dos 3 algoritmos, percebe-se que no estágio de formação de 10 para 9 clusters, o parâmetro R^2 demonstra decaimento mais intenso que nos estágios anteriores. O estágio de formação de 1, 2 e 3 clusters apresentam valores de R^2 idênticos ($R^2=0$, $R^2=0.711$ e $R^2=0.888$ respectivamente) para os 3 algoritmos.

A Tabela 4.4 mostra que, no estágio de formação de 4 clusters, o algoritmo Ward apresenta o maior valor de R^2 ($R^2=0,930$) e o menor de SR^2 ($SR^2=0,0291$) comparado com os dos demais algoritmos. Como mostra a Tabela 4.5, $R^2=0,905$ e $SR^2=0,0473$ para o algoritmo Distância dos Centroides. Já a Tabela 4.6 revela que $R^2=0,918$ e $SR^2=0,0473$ para o algoritmo Média das Distâncias.

Como o resultado de clusterização com o algoritmo Ward apresentou maior homogeneidade, escolheu-se este algoritmo para as posteriores etapas de análise de cluster. O método Ward garante uma alta homogeneidade dentro de cada cluster.

Tabela 4.6: Resultado da clusterização por perdas técnicas totais em todo o sistema de distribuição com o algoritmo Média das Distâncias

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
54	CEEE-D	EBO	0.0000	1.00	27	EMG	ENEL RIO	0.0000	1.00
53	EMS	COSERN	0.0000	1.00	26	LIGHT	CL50	0.0001	1.00
52	CPFL S. C.	CNEE	0.0000	1.00	25	CL45	COOPERAL.	0.0001	0.999
51	DEMEI	EEB	0.0000	1.00	24	EFLUL	CL38	0.0001	0.999
50	EEVP	RGE SUL	0.0000	1.00	23	CL30	ENF	0.0001	0.999
49	ELFSM	CEMIG	0.0000	1.00	22	CL34	CELG-D	0.0001	0.999
48	CPFL SUL P.	CELESC	0.0000	1.00	21	CAIUA	CL28	0.0001	0.999
47	HIDROPAN	EFLJC	0.0000	1.00	20	CL33	EPB	0.0001	0.999
46	CL52	CPFL L. P.	0.0000	1.00	19	CL26	CL31	0.0002	0.999
45	CEB	ESE	0.0000	1.00	18	CL35	CL24	0.0003	0.998
44	COPEL	CL54	0.0000	1.00	17	CL43	FORCEL	0.0002	0.998
43	BAND.	COCEL	0.0000	1.00	16	CL46	CL25	0.0005	0.998
42	CHESP	CELPE	0.0000	1.00	15	CL32	SULGIPE	0.0003	0.997
41	CPFL M.	COELCE	0.0000	1.00	14	CL27	CL49	0.0006	0.997
40	CPFL PIR.	CL51	0.0000	1.00	13	CL23	CPFL PAUL.	0.0005	0.996
39	UHENPAL	COELBA	0.0000	1.00	12	CL20	CL22	0.0012	0.995
38	CL47	DMED	0.0000	1.00	11	CL29	CL17	0.0016	0.994
37	CL48	CL44	0.0000	1.00	10	CL41	CL16	0.0015	0.992
36	ELETROP.	ELEKTRO	0.0000	1.00	9	CL13	CL19	0.0040	0.988
35	CPFL JAG.	CFLO	0.0000	1.00	8	CL10	CL21	0.0033	0.985
34	CL42	CL53	0.0000	1.00	7	CL12	CL14	0.0065	0.978
33	CELPA	EMT	0.0000	1.00	6	CL11	CL18	0.0087	0.969
32	ETO	CL39	0.0000	1.00	5	CL15	CEMAR	0.0047	0.965
31	ELETROCAR	RGE	0.0000	1.00	4	CL9	CL8	0.0473	0.918
30	CL37	MUXENERGIA	0.0001	1.00	3	CL7	CL5	0.0291	0.888
29	CL36	CL40	0.0001	1.00	2	CL6	CL4	0.1771	0.711
28	IENERGIA	ESCELSA	0.0000	1.00	1	CL2	CL3	0.7113	0.000

A Figura 4.1 expõe o dendrograma do algoritmo Ward. O eixo horizontal é dado pelo valor da grandeza SR², enquanto que o vertical é composto por distribuidoras. Elas estão codificadas por números que indicam sua posição no arquivo de entrada submetido ao SAS University Edition. As linhas horizontais indicam os clusters criados a cada passo, enquanto que as verticais simbolizam os agrupamentos. A linha vertical vermelha representa a magnitude de SR² no estágio de formação de 4 clusters.

Conforme a magnitude de SR² cresce, observa-se que existem menos linhas horizontais associadas. Isto significa que quanto maior SR², menos agrupamentos estão sendo formados. Por outro lado, quanto menor SR², maior a quantidade de agrupamentos.

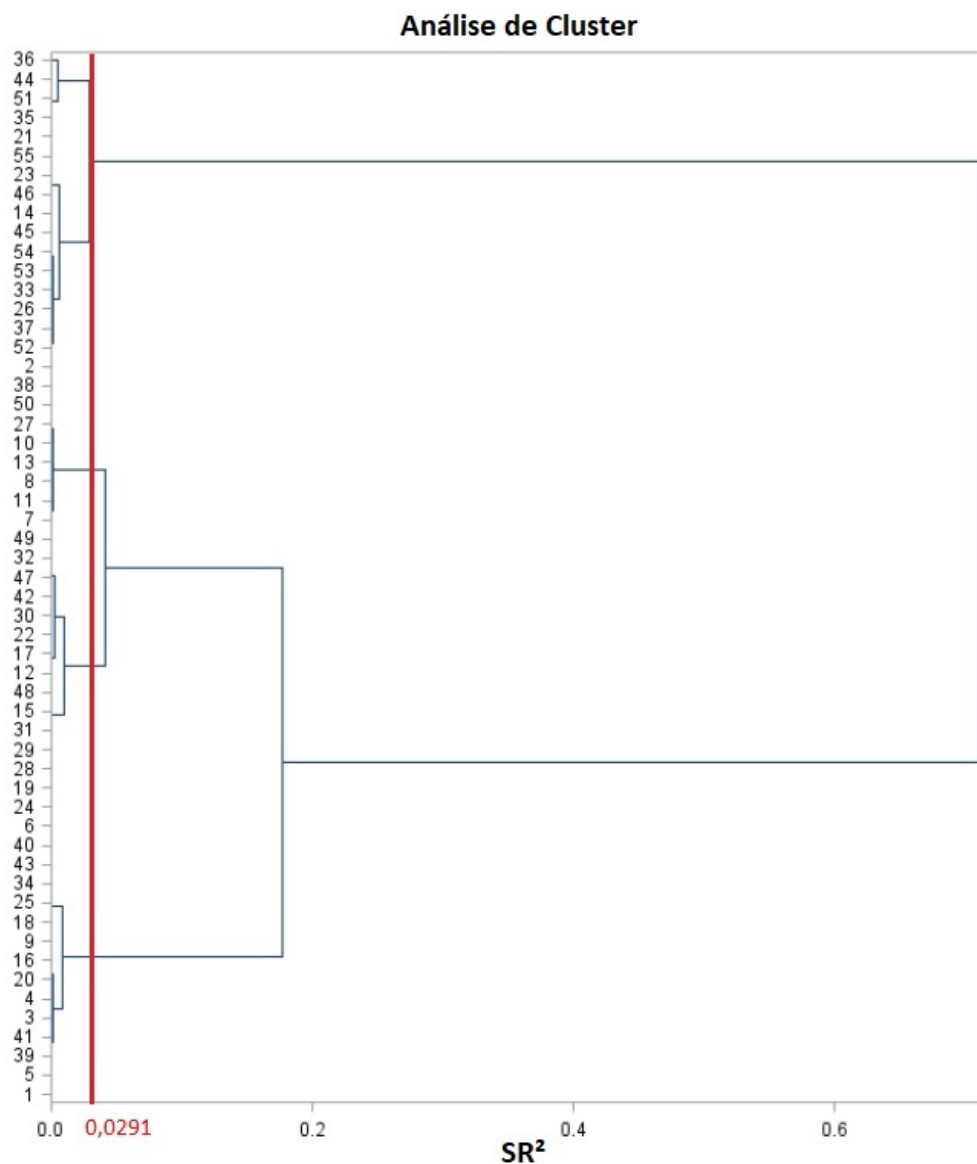


Figura 4.1: Dendrograma da clusterização por perdas totais no sistema de distribuição

Na Figura 4.2 percebe-se que há uma elevação abrupta do valor de SR^2 quando no estágio de 4 clusters, visto que SR^2 no estágio de formação de 5 clusters vale 0,0102 e, no estágio de 3, vale 0,0417. Com base no comportamento de SR^2 é possível definir o número ótimo de clusters como 4.

A Tabela 4.7 mostra a constituição de cada um dos 4 clusters resultantes da execução da clusterização por percentuais de perdas técnicas regulatórias semelhantes em SDMT e SDBT.

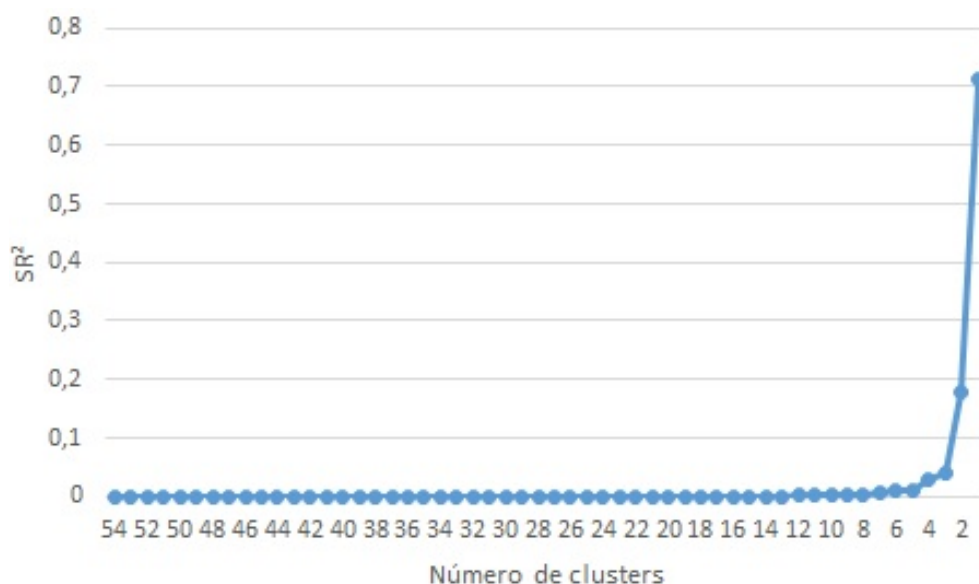


Figura 4.2: Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados

Tabela 4.7: Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas totais em todo o sistema de distribuição

Cluster 1		Cluster 2		Cluster 3		Cluster 4	
EFLUL	3,88	CPFL PAUL.	5,6	ESE	7,43	CEMIG	8,77
HIDROPAN	4,02	ENF	5,84	CEB	7,46	ELFSM	8,79
EFLJC	4,06	CPFL SUL P.	5,94	COOPERAL.	7,61	ENEL RIO	9,1
DMED	4,09	CELESC	5,97	CPFL S.C.	7,76	EMG	9,24
CFLO	4,2	CEEE-D	6,01	CNEE	7,78	CELG-D	9,45
CPFL JAG.	4,28	EBO	6,01	CPFL L.P.	7,81	COSERN	9,61
COCEL	4,5	COPEL	6,05	COELCE	8,12	EMS	9,62
BAND.	4,55	MUXEN.	6,12	CPFL M.	8,17	CHESP	9,68
FORCEL	4,77	LIGHT	6,34			CELPE	9,73
DEMEI	4,99	EEVP	6,47			EPB	9,87
EEB	5,02	RGE SUL	6,5			EMT	10,04
CPFL PIR.	5,06	ELETROCAR	6,6			CELPA	10,15
ELETROP.	5,11	RGE	6,71			SULGIPE	10,46
ELEKTRO	5,19	CAIUA	7			ETO	10,73
		ESCELSA	7,14			UHENPAL	10,81
		IENERGIA	7,28			COELBA	10,86
						CEMAR	11,94

O cluster 1 abrange concessionárias com percentuais variando de 3,88% (EFLUL, em Santa Catarina) até 5,19% (Elektro, em SP). Já o cluster 4, com o maior índice de perdas, de 8,77% (CEMIG, no Centro-Oeste) até 11,94% (CEMAR - Maranhão).

O cluster com maior índice de perdas técnicas apresenta 6 distribuidoras localizadas no Nor-

deste. Isto equivale a dizer que, das 9 distribuidoras nordestinas, 66,7 % pertencem ao grupo de maiores perdas.

Por outro lado, o cluster com menor índice de perdas percentuais abrange concessionárias do Sul e Sudeste.

4.3.2 Clusterização por Perdas Técnicas nos Segmentos AT, MT e BT e nos Transformadores, desconsiderando perdas nos Medidores

Esta seção trata dos resultados da clusterização por perdas totais ocorridas nos três níveis de tensão. Os dados aqui empregados compõem-se de valores de perdas técnicas nas linhas dos 3 níveis de tensão, além das perdas nos transformadores. As perdas nos medidores foram aqui desconsideradas.

Os 4 agrupamentos obtidos da clusterização pelo algoritmo Ward são apresentados nas Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas percentuais em AT, MT e BT e nos transformadores

Cluster1		Cluster 2		Cluster 3		Cluster 4	
EFLUL	3,79	CPFL PAUL.	5,43	ESCELSA	7,01	ELFSM	8,54
HIDROPAN	3,84	ENF	5,6	IENERGIA	7,16	CEMIG	8,55
CFLO	3,9	CPF SUL P.	5,69	ESE	7,24	ENEL RIO	8,89
DMED	3,91	EBO	5,76	CEB	7,31	EMG	9
CPFL JAG.	4,16	CEEE-D	5,8	CNEE	7,5	CELG-D	9,22
COCEL	4,34	CELESC	5,86	CPFL S. C.	7,5	COSERN	9,38
BAND.	4,37	COPEL	5,88	CPFL L. P.	7,51	CHESP	9,41
FORCEL	4,62	MUXEN.	6,01	CPFL M.	7,85	EMS	9,48
EEB	4,8	LIGHT	6,12	COELCE	7,92	CELPE	9,55
ELETROP.	4,86	EDEVP	6,18			EPB	9,68
CPFL PIR.	4,89	RGE SUL	6,34			EMT	9,84
ELEKTRO	4,97	ELETROCAR	6,41			SULGIPE	10,15
		RGE SUL	6,59			ETO	10,49
		CAIUA	6,73			COELBA	10,65
						CEMAR	11,72

4.3.3 Clusterização por Perdas nos Segmentos MT e BT e nos Transformadores, desconsiderando Perdas nos Medidores

A análise de cluster desta seção levou em conta valores das perdas nas linhas dos níveis MT e BT, assim como das perdas nos transformadores MT-BT. Foram desconsideradas as perdas nos medidores.

A Tabela 4.9 mostra a constituição dos agrupamentos formados com base em perdas similares

na rede de média e baixa tensão e nos transformadores cujas perdas estão alocadas em média tensão (MT-BT). Nota-se que o agrupamento com maiores perdas nas linhas de média e de baixa além dos transformadores se localiza inteiramente na região Nordeste.

Tabela 4.9: Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas na rede MT e BT e nos transformadores, desconsiderando perdas nos medidores

Cluster 1		Cluster2		Cluster 3		Cluster 4	
CEEE-D	3,08	LIGHT	4,36	EMG	5,74	CEMAR	8,59
CPFL PAUL.	3,1	ESCELSA	4,41	CELG-D	5,79	SULGIPE	9,06
CPFL PIR.	3,15	CEMIG	4,44	MUXEN.	6,01		
DMED	3,21	RGE	4,54	EPB	6,13		
HIDROPAN	3,27	CAIUA	4,62	ETO	6,19		
CPFL JAG.	3,53	FORCEL	4,62	COSERN	6,28		
BAND.	3,53	ENF	4,67	ELFSM	6,33		
CELESC	3,78	COELCE	4,8	EMS	6,37		
EFLUL	3,79	CPFL S. C.	4,81	CELPE	6,38		
COPEL	3,86	ELETROCAR	4,91	CPFL L. P.	6,8		
RGE SUL	3,87	ENEL RIO	4,94	EMT	6,87		
EEB	3,89	EDEVP	4,96	COELBA	6,97		
CFLO	3,9	ESE	5,12	CHESP	6,98		
ELETROP.	3,95	CNEE	5,17	IENERGIA	7,16		
EBO	3,97	CEB	5,18	CPFL M.	7,34		
ELEKTRO	3,99	CPFL SUL P.	5,27				
COCEL	4,14						

4.3.4 Clusterização por Perdas Técnicas nos Segmentos AT, MT e BT, desconsiderando as Perdas nos Transformadores e nos Medidores

Na presente seção é estudada a análise de cluster conforme perdas técnicas por segmento de rede AT, MT e BT juntas, sem levar em conta perdas nos transformadores nem nos medidores.

Os clusters obtidos são expostos na Tabela 4.10.

Tabela 4.10: Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas percentuais em AT, MT e BT desconsiderando as Perdas nos Transformadores e Medidores

Cluster 1		Cluster 2		Cluster 3		Cluster 4	
DMED	1,82	FORCEL	3,21	CPFL L. P.	4,22	COELCE	5,83
CFLO	2,16	ELETROP.	3,25	RGE SUL	4,35	CHESP	5,91
HIDROPAN	2,44	CPFL PIR.	3,36	RGE	4,43	EMS	6,09
COCEL	2,45	COPEL	3,36	ELETROCAR	4,44	ENEL RIO	6,36
ENF	2,53	EDEVP	3,4	CPFL M.	4,66	CEMIG	6,47
EEB	2,62	CPFL SUL P.	3,58	CNEE	4,7	CELG-D	6,53
ELEKTRO	2,81	EBO	3,66	CPFL S. C.	4,78	SULGIPE	6,54
CPFL JAG.	2,88	CPFL PAUL.	3,7	IENERGIA	4,9	COSERN	6,86
BAND.	2,91	CEEE-D	3,77	ESCELSA	4,94	CELPE	6,95
EFLUL	3,01	LIGHT	3,9	MUXEN.	4,96	EMT	6,99
		CAIUA	4,02	CEB	5,24	EPB	7,13
		CELESC	4,03	ESE	5,28	ETO	7,19
				ELFSM	5,34	CEMAR	7,92
				EMG	5,46	COELBA	8,01

4.3.5 Clusterização por Perdas Técnicas no Ferro dos Transformadores

Esta seção escrutina a clusterização por perdas técnicas ocorridas no ferro dos transformadores. Os dados tocantes a estes valores foram expostos na Tabela 4.3.

A Tabela 4.11 especifica as composições de cada um dos 4 agrupamentos concebidos pela clusterização.

O cluster com maiores perdas no ferro é formado majoritariamente por distribuidoras do sudeste e centro-oeste. Quanto ao de menores perdas, a maioria das distribuidoras é do sudeste e sul.

Tabela 4.11: Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas percentuais no ferro dos transformadores

Cluster 1		Cluster 2		Cluster 3		Cluster 4	
EFLUL	0,59	COELCE	1,04	RGE	1,56	SULGIPE	2,24
MUXEN.	0,66	ELETROP.	1,07	ENEL RIO	1,56	EMS	2,37
CPFL PIR.	0,79	CEEE-D	1,11	CEMIG	1,57	ETO	2,49
BAND.	0,87	COSERN	1,16	CEMIG	1,57	ELFSM	2,5
HIDROPAN	0,89	FORCEL	1,16	EPB	1,57	CPFL M.	2,5
CPFL JAG.	0,91	CELESC	1,18	COCEL	1,57	EMG	2,6
LIGHT	0,94	CPFL PAUL.	1,24	IENERGIA	1,6	CHESP	2,62
CEB	0,96	EBO	1,27	CELG-D	1,61	CPFL L. P.	2,63
CELPE	0,98	ESE	1,28	EEB	1,64		
		CFLO	1,29	COELBA	1,67		
		ELETROCAR	1,32	ENF	1,73		
		ESCELSA	1,35	CNEE	1,78		
		ELEKTRO	1,36	EMT	1,82		
		RGE SUL	1,37	CAIUA	1,82		
		DMED	1,46	EDEVP	1,94		
				COPEL	2		
				CEMAR	2,06		
				CPFL S. C.	2,09		

4.3.6 Clusterização por Perdas Técnicas no Cobre dos Transformadores

Nesta seção é realizada a análise de cluster com dados oriundos das perdas no cobre nos transformadores das distribuidoras, contemplados na Tabela 4.3.

A Tabela 4.12 revela os clusters formados. Observa-se desta Tabela 4.12 que o agrupamento é dominado em 80 % pelas distribuidoras nordestinas, que apresentaram maiores percentuais em todo o sistema de distribuição. Também verifica-se que o grupo de concessionárias com menores perdas também é predominantemente localizado no sudeste e sul do Brasil.

Na subseção 4.3.9 é apresentado em forma de gráfico de barra a contribuição da perda cobre para a perda total em todo o sistema de distribuição.

Tabela 4.12: Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas percentuais no cobre dos transformadores

Cluster 1		Cluster 2		Cluster 3		Cluster 4	
EFLUL	0,19	CPFL L. P.	0,56	CAIUA	0,69	LIGHT	1,11
CPFL JAG.	0,2	ELFSM	0,56	ETO	0,71	COSERN	1,14
FORCEL	0,24	CPFL M.	0,56	CHESP	0,72	SULGIPE	1,2
COCEL	0,28	ENEL RIO	0,56	EBO	0,72	CELPE	1,36
CEMIG	0,31	ENF	0,59	CNEE	0,74	CEMAR	1,47
RGE	0,32	ESE	0,6	COELBA	0,75		
DMED	0,33	CELG-D	0,62	EMS	0,79		
COPEL	0,34	IENERGIA	0,65	CEEE-D	0,79		
CPFL PAUL.	0,34	EDEVP	0,66	COELCE	0,81		
BAND.	0,35			CEB	0,84		
CPFL SUL P.	0,36			EMT	0,84		
EEB	0,39			EPB	0,86		
MUXEN.	0,4						
ELEKTRO	0,4						
CELESC	0,42						
RGE SUL	0,43						
ELETROCAR	0,44						
EMG	0,45						
ELETROP.	0,45						
CFLO	0,46						
HIDROPAN	0,46						
CPFL S. C.	0,46						
ESCELSA	0,47						
CPFL PIR.	0,48						

4.3.7 Clusterização por Perdas Técnicas nas Linhas da Rede MT

Esta seção trata dos resultados obtidos de clusterização com base nos dados de perdas nas redes(linhas) do nível de média tensão. Os dados que foram encaminhados para a execução do processo foram apresentados na Tabela 4.3.

A Tabela 4.13 revela os 4 clusters formados com base em perdas técnicas semelhantes ocorridas nas linhas da rede de média tensão.

Tabela 4.13: Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas percentuais nas linhas da rede MT

Cluster 1		Cluster 2		Cluster 3		Cluster 4	
LIGHT	0,83	ENEL RIO	1,82	EFLUL	2,72	CPFL M.	3,94
CEEE-D	0,84	EEVP	1,95	CELG-D	2,78	IEENERGIA	4,26
CPFL PIR.	1,06	ELEKTRO	1,96	COSERN	2,89	SULGIPE	4,33
ELETROP.	1,17	ESE	2,03	CPFL SUL P.	2,91	MUXENERGIA	4,5
DMED	1,23	COCEL	2,08	ELETROCAR	2,95		
CPFL PAUL.	1,23	ESCELSA	2,09	FORCEL	2,97		
COPEL	1,32	CEMIG	2,12	CHESP	3,05		
ENF	1,37	CELESC	2,13	EMT	3,06		
BAND.	1,42	CPFL S. C.	2,16	CEMAR	3,1		
HIDROPAN	1,45	CEB	2,18	ELFSM	3,27		
CFLO	1,51	EMG	2,22	CPFL L. P.	3,28		
EBO	1,53	CNEE	2,26	COELBA	3,39		
CAIUA	1,57	CPFL JAG.	2,33				
RGE SUL	1,57	ETO	2,44				
COELCE	1,59	RGE	2,5				
CELPA	1,62	EMS	2,52				
EEB	1,65	CELPE	2,53				
		EPB	2,59				

Nota-se que o grupo com maiores perdas nas linhas de média tensão é 50 % composto por representante da região Sul, 25 % por uma distribuidora nordestina e 25 % por uma do sudeste.

Analisa-se o cluster 4. Juntas, a MUXENERGIA e a IEENERGIA têm 265 unidades consumidoras de média tensão, frente a 69993 unidades da região sul, o que representa um percentual de 0,38 %. De todas as 18 distribuidoras da região sul, elas possuem extensão de rede de média tensão de 1491 km, o que equivale a 0,35 % do comprimento total da rede de média das distribuidoras do sul.

4.3.8 Clusterização por Perdas Técnicas nas Linhas da Rede BT

Esta seção trata do resultado de clusterização por perdas nas redes (linhas) do nível de baixa tensão. Os dados referentes a estas perdas foram mostrados na Tabela 4.3.

Os clusters obtidos são expostos na Tabela 4.14.

Tabela 4.14: Agrupamentos resultantes da clusterização por perdas técnicas percentuais nas linhas da rede BT

Cluster 1		Cluster 2		Cluster 3		Cluster 4	
FORCEL	0,24	DMED	0,51	ENF	1,13	CEMAR	2,36
CELESC	0,27	CEEE-D	0,52	ENEL RIO	1,24	CELPA	2,55
EFLUL	0,29	CPFL SUL P.	0,54	COSERN	1,24		
ELETROCAR	0,35	HIDROPAN	0,58	CEB	1,35		
RGE	0,35	CEMIG	0,62	EPB	1,36		
CPFL JAG.	0,36	ELEKTRO	0,63	COELBA	1,37		
COCEL	0,37	IENERGIA	0,64	EMT	1,38		
EEB	0,41	CFLO	0,65	ESE	1,39		
COPEL	0,43	CPFL L. P.	0,65	SULGIPE	1,43		
MUXEN.	0,45	ESCELSA	0,66	COELCE	1,52		
CPFL PAUL.	0,46	ELFSM	0,67	LIGHT	1,61		
		EEVP	0,7	CELPE	1,64		
		CNEE	0,7	ELETROP.	1,68		
		CPFL M.	0,71				
		CPFL S. C.	0,71				
		RGE SUL	0,73				
		EMG	0,74				
		CAIUA	0,8				
		CELG-D	0,91				
		CHESP	0,92				
		ETO	0,93				
		EBO	0,97				
		CPFL PIR.	0,98				
		EMS	0,99				
		BAND.	1,05				

O grupo com maiores perdas nas linhas da rede de baixa tensão é majoritariamente formado por distribuidoras da região Norte, exceto pela CEMAR (que pertence à região nordeste).

Por outro lado, o agrupamento com os menores níveis é unicamente constituído por concessionárias das Regiões Sul e Sudeste, sendo que a maior predominância no grupo é de distribuidoras do Sul. Visto que a área total de concessão das distribuidoras da região Sul é a menor comparada às áreas das demais regiões, depreende-se que a queda de tensão nestas linhas é menor devido ao fato de as cargas não se localizarem muito distantes do centro de suprimento.

A Tabela 4.41 comprova o que foi exposto acima. Ela evidencia que as regiões com menores perdas (Sul e Sudeste) possuem as maiores densidades de transformadores de distribuição por área de concessão. Analogamente, as regiões associada às maiores perdas nas linhas de baixa tensão (região Norte e Nordeste) possui a menor densidade de transformador de distribuição por área.

4.3.9 Comparação entre as clusterizações

Nesta seção discute-se a motivação para a execução de 7 clusterizações além da clusterização principal, que é por perdas totais em todo o sistema de distribuição. Também investiga-se a relação do resultado destas 7 com o da principal.

Posto que as perdas técnicas são formadas por uma composição de contribuições, é relevante mensurar o quanto cada parcela agrega nos valores de perdas técnicas totais e como eles se relacionam entre si.

A perda técnica total é formada por componentes variáveis, que dependem do nível de carga na rede, e por componentes fixos. Os fixos independem da carga por serem uma função da própria rede e dependem apenas da tensão aplicada, que é um valor relativamente estável.

Ainda que nenhuma energia elétrica seja fornecida a nenhum consumidor final, o sistema de distribuição apresenta perdas. A energização elétrica deste sistema acarreta tais perdas, que se dão em forma de ruído e calor. Como independem do montante de energia elétrica que a rede entrega, estas perdas são consideradas fixas.

Quanto às componentes fixas, destacam-se as perdas no ferro ocorridas nos transformadores. Cabe ressaltar que um desequilíbrio na carga também pode provocar aumento nas perdas do transformador. As perdas no ferro são decorrentes da alteração na polaridade magnética no núcleo de aço dos transformadores considerado o ciclo de corrente alternada. Tal perda pode ser percebida pelo aquecimento e por um barulho pulsante.

As perdas no ferro são causadas pela circulação de correntes induzidas nos materiais condutores que não os próprios enrolamentos de cobre. Podem ocorrer tanto no núcleo quanto no corpo de ferro.

Adicionalmente, outro componente fixo é a perda dielétrica. Devido ao fato de o isolamento elétrico nos equipamentos da rede não ser perfeito, ocorre um fluxo de correntes através dos transformadores, das linhas, dos cabos subterrâneos. Neste caso, cabe mencionar as perdas por efeito corona nas linhas aéreas de alta tensão.

Calculou-se a contribuição da variável fixa supracitada (ferro) para as perdas técnicas totais em todo o sistema de distribuição.

Cerca de 21,99 % das perdas totais no sistema de distribuição são representados pelas perdas no ferro dos transformadores. O consumo ocioso se reflete na perda no ferro, que ocorre no núcleo do transformador. Assim, um alto valor de perda no ferro pode representar um transformador superdimensionado ou a presença abundante de consumidores rurais.

Quanto aos componentes variáveis das perdas técnicas totais, citam-se as perdas no cobre dos transformadores, as perdas por energia térmica em todos os condutores do sistema elétrico de potência de distribuição. Nesta situação, o valor de perda varia conforme o aumento ou diminuição dos fluxos de energia, de forma proporcional ao quadrado da corrente elétrica (efeito Joule).

Esta componente variável também depende do comprimento e conforme a área da seção trans-

versal da linha de rede. Quanto maior for a seção transversal do condutor, menor será o efeito das perdas. Isto ocorre pois a perda varia proporcionalmente à resistência do cabo, ou seja, diretamente proporcional ao comprimento e inversamente proporcional à área da seção transversal.

As perdas ocorridas no cobre dos transformadores representam 8,21 % das perdas totais. Por premissa, as perdas dos transformadores MT-BT foram alocadas no segmento MT e a dos transformadores AT-MT, no segmento AT. As perdas dos transformadores com sentido de fluxo reverso (MT-AT) foram também previstas no segmento MT.

A clusterização principal deste trabalho se baseia nas perdas técnicas ocorridas em todo o sistema de distribuição relatada na subseção 4.3.1. Estas perdas se referem ao Sistema de Distribuição de Alta Tensão, de Média Tensão e de Baixa Tensão. Isso inclui perdas nos segmentos de rede, de transformação e perdas nos medidores de energia.

As perdas nas linhas da rede de média tensão equivalem a 32,76 % das perdas técnicas totais do sistema de distribuição. Já a contribuição calculada das perdas nas linhas de baixa tensão é de 12,33 %.

Sem considerar as perdas nos transformadores nem medidores, as perdas nas linhas da rede MT e BT juntas valem aproximadamente 45 %. Ao incluir o segmento de alta tensão e considerar apenas as perdas nas redes AT, MT e BT (sem transformadores nem medidores), essa parcela de 45 % aumenta para 63,96 %.

Ao incluir as perdas dos transformadores de todos os segmentos de transformação, mas não os medidores, encontra-se que essa parcela equivale a quase 97 % das perdas totais.

As perdas na rede de MT e BT, considerando as perdas nos transformadores MT-BT, equivalem a uma parcela de 72,23 % das perdas totais em todo o sistema de distribuição.

A Figura 4.3 revela a contribuição de cada uma das componentes de perdas para a perda técnica total considerando as regiões do Brasil.

Percebe-se que a menor parcela da perda total regional é a perda cobre para todas as regiões brasileiras. A menor parcela de contribuição da perda cobre é observada na região Norte (6,57 % das perdas totais), onde ocorrem valores elevados de perdas médias do 4º Ciclo de Revisão tarifária, enquanto que a maior é observada no nordeste, região onde os valores relevantes de perdas também são encontrados.

Já a perda ferro contribui para as perdas totais regionais com a menor porcentagem (15,91 %) na região Nordeste, que é onde a maioria do agrupamento com maiores perdas se localiza. A maior contribuição de perda ferro (24,37 %) é encontrada no sudeste do Brasil. Isto significa que nesta região há rede elétrica ociosa ou a considerável presença de consumidores rurais.

As perdas nas linhas BT representam a menor contribuição para as perdas totais por região no sul do Brasil (8,33 %). A região norte apresenta mais que o dobro deste valor e também o mais alto entre as demais regiões.

As contribuições das perdas nas linhas de MT apresentam uma grande disparidade de valores. Na região Norte, elas valem 19,34 % , enquanto que na região Sul, 42,66 %.

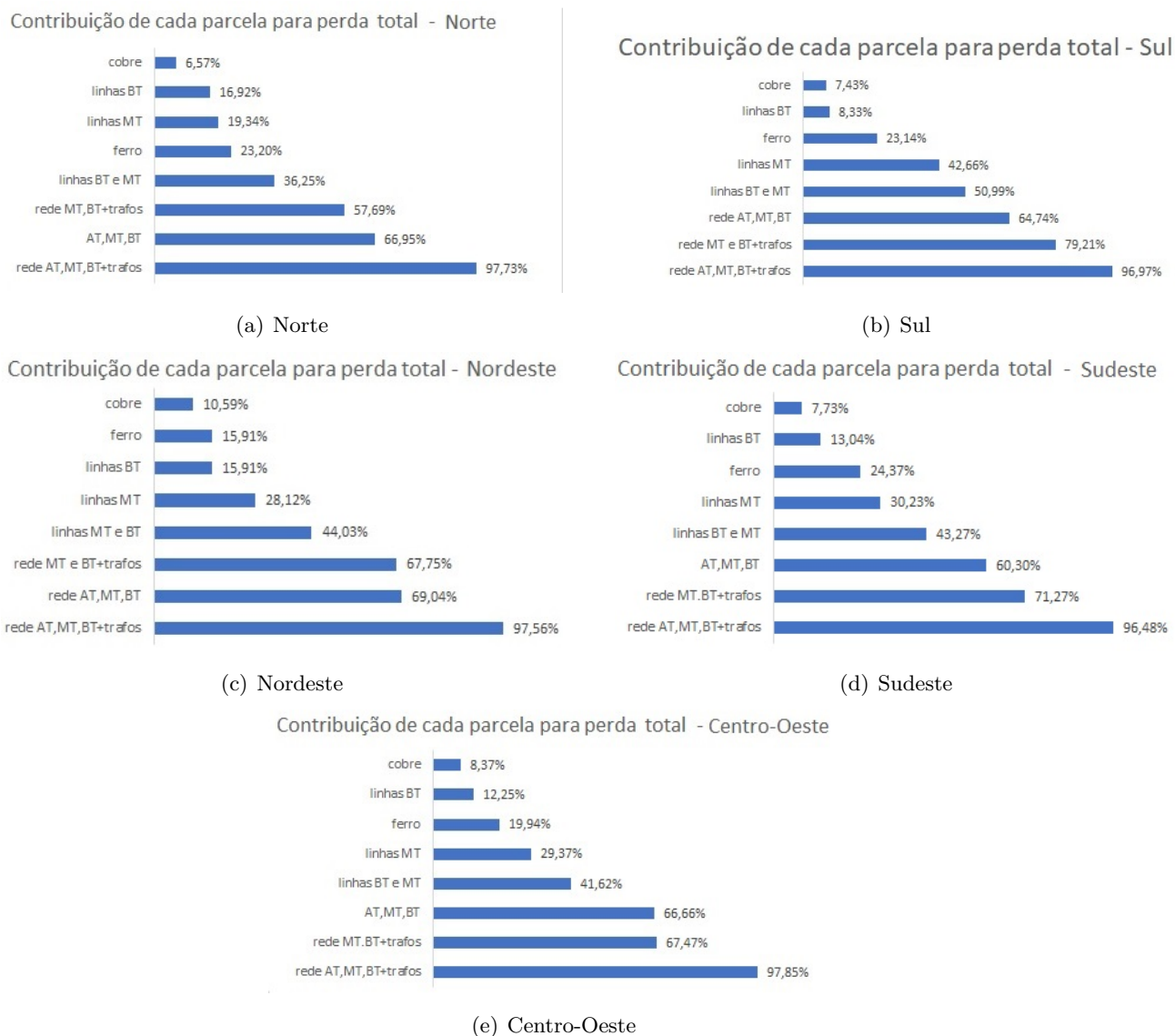


Figura 4.3: Composição das perdas totais no sistema de distribuição

4.4 Resultado da seleção dos atributos mais explicativos

Esta seção expõe os resultados dos testes citados no capítulo 3, necessários para filtragem das variáveis até que estejam aptas a compor o modelo de regressão.

Cabe ressaltar que a regressão *stepwise* é a ferramenta que possibilita a seleção das variáveis mais explicativas no que se refere às perdas técnicas, que é a variável dependente. Para (Morrison, 2006), a filtragem apropriada das variáveis para posterior encaminhamento a modelagens estatísticas é a seleção com regressão *stepwise*. Nela, a cada etapa uma variável é adicionada ao modelo conforme sua contribuição adicional para o poder preditivo da variável dependente.

A presente seção está subdividida em 4 subseções, e tratam dos testes aos quais as variáveis foram submetidas para verificar se elas atendem às suposições estatísticas necessárias para a aplicação da regressão *stepwise*.

A seção 4.4.1 apresenta as variáveis filtradas com base nos resultados dos testes de normalidade de Anderson-Darling, Cramer-von Mises e Kolmogorov-Smirnov. Já a seção 4.4.2 mostra os resultados de correlação entre as variáveis. A seção 4.4.3 mostra o resultado da análise de multicolinearidade, que diz o quanto uma variável é redundante ao modelo. Por fim, na seção 4.4.4 são apresentados os resultados da execução da regressão *stepwise* nas variáveis pertencentes aos 4 clusters formados na clusterização executada na seção 4.3.1.

4.4.1 Resultado dos testes de normalidade

A Tabela 4.15 expõe as variáveis que sobraram após o descarte de variáveis que não seguiram a distribuição normal e que são mantidas para prosseguir com o processo de identificação dos atributos mais explicativos. Os resultados dos testes de normalidade foram iguais para os 4 clusters

São aplicadas transformações corretivas para que as variáveis passem a obedecer a distribuição normal, sendo elas: logaritmo natural e raiz quadrada. Para (Hair et. al, 2005), estas transformações são o meio para corrigir a não normalidade da distribuição das variáveis. É importante ressaltar que as manipulações matemáticas operadas não causam prejuízo ao resultado.

4.4.2 Resultados dos testes de correlação

As Tabelas 4.16, 4.17, 4.18 e 4.19 exibem os valores de correlação de Pearson entre as variáveis independentes e a variável dependente.

Tabela 4.15: Variáveis que permanecem no processo de seleção da variável mais significativa e a transformação aplicada para seguirem a distribuição normal

Variável	Transformação
Área de Concessão	ln
Densidade de Circuitos MT por km de Rede MT	ln
Densidade de Reguladores por unidade consumidora	sqrt
Densidade de Potência Nominal Instalada de TD por Área	ln
Densidade de Transformador de Distribuição por Área	ln
Densidade de TD por km de Rede MT e BT	ln
Densidade de TD por Unidade Consumidora	ln
Densidade de Unidades Consumidoras por km de Rede MT e BT	sqrt
Densidade de Energia Fornecida Anual por Área	ln
Densidade de Energia Fornecida Anual por km de Rede MT e BT	ln
Densidade de Rede MT por Área	sqrt
Energia Total Injetada em MT e BT	ln
km de Rede	ln
km de Rede BT	ln
km de Rede MT	ln
Número de Reguladores	ln
Número de Transformadores de Distribuição	ln
Percentual de Rede MT na Distribuidora	ln
Resistência Média dos Segmentos de Rede BT	não se aplica
Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição	ln
Potência Aparente Instalada de TD Total	ln

Tabela 4.16: Correlação de Pearson entre as variáveis independentes e a dependente para o Cluster 1

Variável	Coefficiente de Correlação de <i>Pearson</i>	Prob > r para H0: Rho=0
Área de Concessão	0,66465	0.0095
Densidade de Circuitos MT por km de Rede MT	-0.17964	0.5764
Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora	-0,73086	0.0394
Densidade de Potência Nominal Instalada de TD por Área	0.36250	0.2235
Densidade de Transformador de Distribuição por Área	0.45293	0.1201
Densidade de TD por km de Rede MT e BT	0.63896	0.0253
Densidade de TD por Unidade Consumidora	0.00312	0.9923
Densidade de Unidades Consumidoras por km de Rede MT e BT	-0.14877	0.6624
Densidade de Energia Fornecida Anual por Área	0.28198	0.3287
Densidade de Energia Fornecida Anual por km de Rede MT e BT	-0.57788	0.0491
Densidade de Rede MT por Área	0.28435	0.3704
Energia Total Injetada em MT e BT	0.07820	0.8192
km de Rede	0.62013	0.0315
km de Rede BT	0.65480	0.0233
km de Rede MT	0.63658	0.0260
Número de Reguladores	0.58842	0.0956
Número de Transformadores de Distribuição	0.70407	0.0072
Percentual de Rede MT na Distribuidora	-0.08688	0.7677
Resistência Média dos Segmentos de Rede BT	-0.46234	0.1302
Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição	-0.17235	0.5734
Potência Aparente Instalada de TD Total	0.68787	0.0094

Percebe-se da Tabela 4.16 que, no cluster 1, as variáveis mais correlatas com o percentual de perdas técnicas foram: Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora (-0,73086) e Número de Transformadores de Distribuição (0,70407).

Tabela 4.17: Correlação de Pearson entre as variáveis independentes e a dependente para o Cluster 2

Variável	Coeficiente de Correlação de <i>Pearson</i>	Prob > r para H0: Rho=0
Área de Concessão	-0.11010	0.6848
Densidade de Circuitos MT por km de Rede MT	-0.39555	0.1294
Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora	0.19826	0.4617
Densidade de Potência Nominal Instalada de TD por Área	-0.20369	0.4492
Densidade de Transformador de Distribuição por Área	0.01991	0.9417
Densidade de TD por km de Rede MT e BT	-0.18002	0.5047
Densidade de TD por Unidade Consumidora	0.32303	0.2223
Densidade de Unidades Consumidoras por km de Rede MT e BT	-0.44064	0.0876
Densidade de Energia Fornecida Anual por Área	-0.17672	0.5126
Densidade de Energia Fornecida Anual por km de Rede MT e BT	-0.09455	0.7276
Densidade de Rede MT por Área	0.07397	0.7854
Energia Total Injetada em MT e BT	-0.08313	0.7684
km de Rede	0.02131	0.0315
km de Rede BT	-0.18165	0.5008
km de Rede MT	-0.06983	0.7972
Número de Reguladores	-0.11554	0.6700
Número de Transformadores de Distribuição	-0.10406	0.7013
Percentual de Rede MT na Distribuidora	0.15645	0.5628
Resistência Média dos Segmentos de Rede BT	0.05656	0.8352
Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição	-0.49989	0.0486
Potência Aparente Instalada de TD Total	-0.18002	0.49989

A Tabela 4.17 mostra que, no cluster 2, as variáveis de maior correlação com o percentual de perdas técnicas. São elas: Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição (0,49989) e Densidade de Unidades Consumidoras por km de Rede MT e BT (0,44064).

Tabela 4.18: Correlação de Pearson entre as variáveis independentes e a dependente para o Cluster 3

Variável	Coeficiente de Correlação de <i>Pearson</i>	Prob > r para H0: Rho=0
Área de Concessão	0.19574	0.6423
Densidade de Circuitos MT por km de Rede MT	-0.69370	0.0564
Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora	0.51254	0.1940
Densidade de Potência Nominal Instalada de TD por Área	-0.57129	0.1391
Densidade de Transformador de Distribuição por Área	-0.58131	0.1307
Densidade de TD por km de Rede MT e BT	-0.57877	0.1328
Densidade de TD por Unidade Consumidora	0.61555	0.1042
Densidade de Unidades Consumidoras por km de Rede MT e BT	0.06958	0.8700
Densidade de Energia Fornecida Anual por Área	-0.70763	0.0496
Densidade de Energia Fornecida Anual por km de Rede MT e BT	-0.17569	0.6773
Densidade de Rede MT por Área	-0.50922	0.1974
Energia Total Injetada em MT e BT	-0.52107	0.1854
km de Rede	-0.16071	0.7038
km de Rede BT	-0.44391	0.2706
km de Rede MT	-0.10179	0.8105
Número de Reguladores	-0.07885	0.8528
Número de Transformadores de Distribuição	-0.25959	0.5347
Percentual de Rede MT na Distribuidora	0.00475	0.9911
Resistência Média dos Segmentos de Rede BT	0.15439	0.7151
Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição	-0.45672	0.2553
Potência Aparente Instalada de TD Total	-0.57877	0.1328

A Tabela 4.18 expõe as variáveis, referentes ao cluster 3, de maior correlação com o percentual de perdas técnicas, que são: Densidade de Energia Fornecida Anual por Área (0,70763) e Densidade de Transformador de Distribuição por Unidade Consumidora (0,61555).

Tabela 4.19: Correlação de Pearson entre as variáveis independentes e a dependente para o Cluster 4

Variável	Coefficiente de Correlação de <i>Pearson</i>	Prob > r para H0: Rho=0
Área de Concessão	0.15151	0.5616
Densidade de Circuitos MT por km de Rede MT	-0.35073	0.1829
Densidade de reguladores por unidade consumidora	-0.06256	0.8115
Densidade de Potência Nominal Instalada de TD por Área	-0.57438	0.0159
Densidade de Transformador de Distribuição por Área	-0.55358	0.0211
Densidade de TD por km de Rede MT e BT	-0.17578	0.5149
Densidade de TD por Unidade Consumidora	-0.15905	0.5420
Densidade de Unidades Consumidoras por km de Rede MT e BT	-0.31618	0.2329
Densidade de Energia Fornecida Anual por Área	-0.55353	0.0212
Densidade de Energia Fornecida Anual por km de Rede MT e BT	-0.29453	0.2681
Densidade de Rede MT por Área	-0.58341	0.0177
Energia Total Injetada em MT e BT	0.03764	0.8983
km de Rede	-0.01438	0.9579
km de Rede BT	0.00200	0.9941
km de Rede MT	-0.01068	0.9687
Número de Reguladores	-0.13164	0.6145
Número de Transformadores de Distribuição	-0.17887	0.4921
Percentual de Rede MT na Distribuidora	0.17579	0.4998
Resistência Média dos Segmentos de Rede BT	0.48408	0.0574
Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição	-0.15880	0.5427
Potência Aparente Instalada de TD Total	-0.20289	0.4348

A Tabela 4.19 compreende as variáveis tocantes ao cluster 4, com maior correlação com as perdas técnicas percentuais. São elas: Densidade de Rede MT por Área (0,58341) e Densidade de Transformador de Distribuição por Área (0,55358).

Quanto à correlação das variáveis independentes com a variável dependente, nenhuma apresentou valor de coeficiente de correlação acima de 0,9. Contudo, algumas variáveis se mostraram muito pouco correlacionadas com o percentual de perdas técnicas, com valores de correlação abaixo de 0,01. Diante dessa situação se adota por premissa a medida de eliminação da variável do modelo que segue posteriormente para a aplicação da regressão.

A Tabela 4.16 mostra que o coeficiente de correlação de Pearson para a variável Densidade de Transformador de Distribuição por Unidade Consumidora vale 0,00312. Já na Tabela 4.18 o coeficiente de Pearson vale 0,00475 para a variável Percentual de Rede MT na Distribuidora. Estes

valores pífios, muito próximos de 0 e abaixo de 0,01 implicaram no descarte destas variáveis da análise.

A Tabela 4.20 exibe as variáveis altamente correlacionadas entre si, resultantes da análise do coeficiente de correlação de Pearson das variáveis independentes entre elas próprias. Um elevado valor de correlação de Pearson para um par de variáveis - módulo acima de 0,9 - causa a reprovação no teste. Isto significa que uma delas é redundante, ou seja, representativa de uma mesma grandeza.

Tabela 4.20: Variáveis independentes eliminadas pela alta correlação linear entre si no cluster 1

Variável eliminada no cluster 1
Densidade de TD por km de Rede MT e BT
Densidade de Energia Fornecida Anual por Área
Densidade de Energia Fornecida Anual por km de Rede MT e BT
km de Rede
km de Rede BT
km de Rede MT
Número de Reguladores
Potência Aparente Instalada de TD Total

Tabela 4.21: Variáveis independentes eliminadas pela alta correlação linear entre si no cluster 2

Variável eliminada no cluster 2
Área de Concessão
Densidade de TD por Área
Densidade de TD por km de Rede MT e BT
Densidade de Energia Fornecida Anual por Área
km de Rede
km de Rede MT
Número de Transformadores de Distribuição (TD)
Potência Aparente Instalada de TD Total

Tabela 4.22: Variáveis independentes eliminadas pela alta correlação linear entre si no cluster 3

Variável eliminada no cluster 3
Densidade de Potência Nominal Instalada de TD por Área
km de Rede MT
Número de Reguladores
Potência Aparente Instalada de TD Total

Tabela 4.23: Variáveis independentes eliminadas pela alta correlação linear entre si no cluster 4

Variável eliminada no cluster 4
Área de Concessão
Densidade de TD por Área
Densidade de TD por km de Rede MT e BT
Densidade de Energia Fornecida Anual por Área
km de Rede
km de Rede BT
km de Rede MT
Número de Reguladores
Número de Transformadores de Distribuição (TD)
Potência Aparente Instalada de TD Total
Resistência Média dos Segmentos de Rede BT

O critério para selecionar qual dos componentes do par de variáveis reprovadas no teste que seria descartado foi investigar qual deles apresentava maior correlação de Pearson com o percentual de perdas técnicas - que é a variável dependente neste trabalho. A variável excluída é aquela cujo coeficiente de correlação de Pearson foi o menor das 2 variáveis.

4.4.3 Resultado do teste de multicolinearidade

As Tabelas 4.24, 4.25, 4.26 e 4.27 mostram as variáveis reprovadas no teste de multicolinearidade. Para tanto, analisaram-se os valores do fator de inflação de variância (VIF). Os 4 clusters aqui analisados foram formados na seção 4.3.1.

O objetivo é que, entre si, as variáveis independentes não possuam uma alta colinearidade. O motivo disso é que a multicolinearidade provoca redundância ao modelo, que consequentemente infla a variância. Dessa forma, se evita um impacto distorcivo no real resultado da regressão.

O procedimento *stepwise* deve ser utilizado com cuidado pois um excesso de correlação entre as variáveis preditivas pode levar a um conjunto final abaixo do ideal (Morisson, 2006).

Uma forma de medir a presença de multicolinearidade é por intermédio do VIF. A fim de prevenir os efeitos negativos causados pela multicolinearidade, retira-se do modelo variáveis cujo VIF exceder o número 5. Para autores conservadores, fator de inflação de variância igual ou superior a 5 sinaliza alerta do limite máximo permitido.

A Tabela 4.24 exhibe variáveis que sinalizaram o alerta de multicolinearidade. Cinco variáveis independentes foram excluídas do cluster 1. A Tabela 4.25 mostra 4 variáveis pertencentes ao cluster 2 eliminadas da análise por também possuírem VIF que extrapola o limiar máximo.

Tabela 4.24: Variáveis cujos $VIF > 5$ no Cluster 1

Variável descartada por $VIF > 5$
Densidade de Circuitos MT por km de Rede MT
Densidade de Potência Nominal Instalada de TD por Área
Densidade de Unidades Consumidoras por km de Rede MT e BT
Número de Transformadores de Distribuição
Resistência Média dos Segmentos de Rede BT

Tabela 4.25: Variáveis cujos $VIF > 5$ no Cluster 2

Variável descartada por $VIF > 5$
Densidade de Potência Nominal Instalada de TD por Área
Densidade de TD por Unidade Consumidora
Energia Total Injetada em MT e BT
km de Rede BT

Tabela 4.26: Variáveis cujos VIF > 5 no Cluster 3

Variável descartada por VIF > 5
Área de Concessão
Densidade de Circuitos MT por km de Rede MT
Densidade de reguladores por unidade consumidora
Densidade de TD por km de Rede MT e BT
Densidade de Unidades Consumidoras por km de Rede MT e BT
Densidade de Energia Fornecida Anual por Área
Densidade de Energia Fornecida Anual por km de Rede MT e BT
Densidade de Rede MT por Área
Energia Total Injetada em MT e BT
km de Rede BT
Número de Transformadores de Distribuição

Tabela 4.27: Variáveis cujos VIF > 5 no Cluster 4 descartadas

Variável descartada por VIF > 5
Densidade de Potência Nominal Instalada de TD por Área
Densidade de TD por Unidade Consumidora
Densidade de Unidades Consumidoras por km de Rede MT e BT
Densidade de Energia Fornecida Anual por km de Rede MT e BT
Densidade de Rede MT por Área

A Tabela 4.26 evidencia que 11 parâmetros foram descartados da análise referente ao cluster 3. A Tabela 4.27 apresenta 5 variáveis, tocantes ao cluster 4, retiradas do modelo de regressão que numa etapa posterior é submetido para aplicação da regressão *stepwise*.

4.4.4 Resultado da regressão *stepwise*

As Tabelas 4.28, 4.29, 4.30 e 4.31 referentes aos clusters 1, 2, 3 e 4 respectivamente, mostram as variáveis remanescentes, que foram encaminhadas para a regressão *stepwise*. Os 4 clusters em análise foram formados na seção 4.3.1. Já as Tabelas 4.32, 4.33, 4.34 e 4.35 expõem os resultados da regressão *stepwise* para as variáveis dos 4 clusters.

Tabela 4.28: Variáveis pertencentes ao Cluster 1 submetidas à regressão *stepwise*

Variáveis utilizadas na regressão <i>stepwise</i> do cluster 1
Área de Concessão
Densidade de reguladores por unidade consumidora
Densidade de Potência Nominal Instalada de TD por Área
Densidade de Rede MT por Área
Energia Total Injetada em MT e BT
Percentual de Rede MT na Distribuidora
Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição

Tabela 4.29: Variáveis pertencentes ao Cluster 2 submetidas à regressão *stepwise*

Variáveis utilizadas na regressão <i>stepwise</i> do cluster 2
Densidade de Circuitos MT por km de Rede MT
Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora
Densidade de Unidades Consumidoras por km de Rede MT e BT
Densidade de Energia Fornecida Anual por km de Rede MT e BT
Densidade de Rede MT por Área
Número de Reguladores
Percentual de Rede MT na Distribuidora
Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição
Resistência Média dos Segmentos de Rede BT

Tabela 4.30: Variáveis pertencentes ao Cluster 3 submetidas à regressão *stepwise*

Variáveis utilizadas na regressão <i>stepwise</i> do cluster 3
Densidade de Transformador de Distribuição por Área
Densidade de TD por Unidade Consumidora
km de Rede
Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição
Resistência Média dos Segmentos de Rede BT

Tabela 4.31: Variáveis pertencentes ao Cluster 4 submetidas à regressão *stepwise*

Variáveis utilizadas na regressão <i>stepwise</i> do cluster 4
Densidade de Circuitos MT por km de Rede MT
Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora
Energia Total Injetada em MT e BT
Percentual de Rede MT na Distribuidora
Potência Aparente Instalada de TD Total
Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição
Resistência Média dos Segmentos de Rede BT

Tabela 4.32: Resultado da regressão *stepwise* do Cluster 1

Resumo da seleção <i>stepwise</i> do Cluster 1				
Passo	Variável adicionada	Variável removida	Nº de variáveis no modelo	R²
1	Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora	-	1	0.5342
2	Área de Concessão	-	2	0.5826
3	Energia Total Injetada em MT e BT	-	3	0.6184
4	Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição	-	4	0.6505
5	Percentual de Rede MT na Distribuidora	-	5	0.7948
6	Densidade de Potência Nominal Instalada de TD por Área	-	6	0.7968
7	Densidade de Rede MT por Área	-	7	0.7973

Tabela 4.33: Resultado da regressão *stepwise* do Cluster 2

Resumo da seleção <i>stepwise</i> do Cluster 2				
Passo	Variável adicionada	Variável removida	Nº de variáveis no modelo	R²
1	Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição	-	1	0.2499
2	Número de Reguladores	-	2	0.3037
3	Densidade de Unidades Consumidoras por km de Rede MT e BT	-	3	0.4220
4	Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora	-	4	0.4357
5	Densidade de Circuitos MT por km de Rede MT	-	5	0.4652
6	Densidade de Rede MT por Área	-	6	0.4937
7	Resistência Média dos Segmentos de Rede BT	-	7	0.5023
8	Densidade de Energia Fornecida Anual por km de Rede MT e BT	-	8	0.5040
9	Percentual de Rede MT na Distriubuidora	-	9	0.5065

Tabela 4.34: Resultado da regressão *stepwise* do Cluster 3

Resumo da seleção <i>stepwise</i> do Cluster 3				
Passo	Variável adicionada	Variável removida	Nº de variáveis no modelo	R ²
1	Densidade de Transformador de Distribuição por Unidade Consumidora	-	1	0.3789
2	Densidade de Transformador de Distribuição por Área	-	2	0.6091
3	Resistência Média dos Segmentos de Rede BT	-	3	0.7299
4	km de Rede	-	4	0.7735
5	Potência Instalada Média por Transformador De Distribuição	-	5	0.7741

Tabela 4.35: Resultado da regressão *stepwise* do Cluster 4

Resumo da seleção <i>stepwise</i> do Cluster 4				
Passo	Variável adicionada	Variável removida	Nº de variáveis no modelo	R ²
1	Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora	-	1	0.1840
2	Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição	-	2	0.3468
3	Percentual de Rede MT na Distribuidora	-	3	0.4563
4	Densidade de Circuitos MT por Km de Rede MT	-	4	0.4909
5	Resistência Média dos Segmentos de Rede BT	-	5	0.6039
6	Potência Aparente Instalada de TD Total	-	6	0.6178
7	Energia Total Injetada em MT e BT	-	7	0.6334

A Tabela 4.32 contempla o resultado da regressão *stepwise*. A partir da interpretação da magnitude de R^2 , os parâmetros que mais elucidam os menores percentuais de perdas técnicas foram: Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora e Área de Concessão. Este resultado diz respeito ao cluster 1.

A Tabela 4.33 revela, para o cluster 2, o resumo da regressão *stepwise*. Níveis intermediários podem ser elucidados pelo parâmetro Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição e pelo Número de Reguladores.

A Tabela 4.34 mostra, para o cluster 3, os passos da regressão *stepwise*. Para níveis intermediários de perdas, as variáveis mais influentes foram: Densidade de Transformador de Distribuição por Unidade Consumidora e Densidade de Transformador de Distribuição por Área.

A Tabela 4.35 apresenta para o cluster 4 os valores de R^2 resultantes da regressão. Maiores índices de perdas percentuais, contidos no cluster 4, podem ser explicados pelos seguintes atributos mais representativos: Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora e Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição.

É notável que os atributos que se repetem em mais de um clusters são tanto a Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora quanto a Potência Instalada Média por Transformadores de Distribuição.

Tabela 4.36: Variáveis mais relevantes para perdas técnicas: Médias aritméticas em cada cluster

	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4
Perdas Técnicas(%)	4,551	6,349	7,767	9,933
Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora	0,000109	0,000105	0,000122	0,000138
Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição	68,53	51,89	54,19	28,76
Densidade de Transformador de Distribuição por Unidade Consumidora	0,03979	0,04803	0,05493	0,07681
Densidade de Transformador de Distribuição por Área	6,85371	2,33678	2,196874	1,34269
Número de Reguladores	51	174	39	313
Área de concessão	10603,28	40525,28	23733,68	284121,94

De posse das variáveis mais representativas, é interessante comparar os valores nos clusters com maiores níveis de perdas e nos clusters com os menores. A fim de executar esta investigação, foram calculadas as médias aritméticas dos principais atributos para cada um dos clusters. Cabe ressaltar que este cálculo se deu utilizando as variáveis originais, isto é, sem as transformações

aplicadas na seção para seguir a distribuição normal citadas na Tabela 4.15.

A Tabela 4.36 revela o resultado da média aritmética das variáveis mais representativas de perdas.

Percebe-se que a densidade de reguladores de tensão por unidade consumidora é praticamente igual para todos os clusters (0,1/1000). Além disso, essa variável segue um comportamento decrescente conforme se analisa do cluster 1 ao 4 exceto pelo cluster 2. Se esperava que a maior densidade de reguladores de tensão fosse atenuar valores altos de perdas em decorrência dos perfis de tensão mais estáveis na rede de distribuição (próximos a 1 pu), mas a tabela revelou o contrário. Uma causa mais provável é que os reguladores nos clusters com maiores índices de perdas estejam alocados indiscriminadamente. Observa-se que o número de reguladores também revela o mesmo comportamento: quanto maior a quantidade de reguladores, maior o valor da perda de energia, com exceção do cluster 3.

Apesar de o resultado da densidade de reguladores por unidade consumidora ser contraintuitivo, só se usa regulador onde a queda de tensão e perdas são elevadas; inserir regulador de tensão é uma medida paliativa. Isto comprova a validade do resultado.

Nota-se também da Tabela 4.36 que quanto maior a quantidade de transformadores de distribuição por unidade consumidora, maior o índice de perdas técnicas. Por outro lado, quanto maior a quantidade destes transformadores por área, menores são as perdas associadas.

Posto que os transformadores de distribuição não se localizam no centro de carga, há naturalmente unidades consumidoras que recebem tensões mais baixas que outras. Isto ocorre devido à queda de tensão nas linhas de distribuição. Mesmo nesse caso, o nível de tensão no secundário do transformador é mantido elevado, o que causa perdas ainda maiores. O motivo para isso é que transformadores menores possuem perdas percentuais maiores. Quando as unidades consumidoras estão distantes (baixa densidade), utiliza-se transformadores de pequeno porte. Isso gera maior quantidade de transformadores por unidade consumidora, com maiores perdas. Além disso, a curva de carga também piora.

Ademais, quanto maior a área em que a distribuidora atua, maior é o nível de perdas. Para relacionar a área de concessão com perdas, é necessário observar fatores como densidade demográfica, porte da distribuidora e quantidade de unidades consumidoras.

Outro fator relevante é a potência instalada média por transformador de distribuição, que apresenta relação inversamente proporcional com o nível de perdas percentuais dados os clusters 1 e 4 e também com a densidade de transformadores de distribuição por unidade consumidora.

4.5 Traçado do panorama sobre perdas técnicas no Brasil

Esta seção descreve a configuração das perdas técnicas no território brasileiro considerando as 55 distribuidoras analisadas e suas áreas de atuação.

Dessa forma, esboça-se um panorama nacional sobre níveis de perdas técnicas das redes de

distribuição atuais. Também é objeto de investigação os fatores que justificam estes níveis.

A Tabela 4.37 mostra as concessionárias envolvidas no 4º Ciclo de Revisão Tarifária alocadas nas 5 regiões brasileiras.

Tabela 4.37: Distribuidoras de energia elétrica classificadas por região

Centro-Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul
CEB	CELPE	CELPA	BANDEIRANTE	CEEE
CELG	CEMAR	ETO	CAIUA	CELESC
CHESP	COELBA	-	CEMIG	CFLO
EMS	COELCE	-	CNEE	COCEL
EMT	COSERN	-	CPFL JAGUARI	COOPERALIANÇA
-	EBO	-	CPFL LESTE PAULISTA	COPEL
-	EPB	-	CPFL MOCOCA	DEMEI
-	ESE	-	CPFL PAULISTA	EFLJC
-	SULGIPE	-	CPFL PIRATININGA	EFLUL
-	-	-	CPFL SANTA CRUZ	ELETROCAR
-	-	-	CPFL SUL PAULISTA	ELFSM
-	-	-	DMED	FORCEL
-	-	-	EDEVP	HIDROPAN
-	-	-	EEB	IENERGIA
-	-	-	ELEKTRO	MUXENERGIA
-	-	-	ELETROPAULO	RGE
-	-	-	EMG	RGE SUL
-	-	-	ENEL RIO	UHENPAL
-	-	-	ENF	-
-	-	-	ESCELSA	-
-	-	-	LIGHT	-

A Tabela 4.38 mostra a composição de cada agrupamento de concessionárias com base em perfis de perdas semelhantes em todo o sistema de distribuição conforme a região onde ela se localiza. O cluster 1, com os níveis de perdas de potência mais baixos, é composto equitativamente pela região Sudeste e Sul. O cluster 2, com níveis intermediários mais baixos, é majoritariamente composto pela Região Sul, seguida pela região Sudeste e Sul. Já o cluster 3 é formado predominantemente pela região Sudeste, e, em contribuições menores, pela região Nordeste e, em menor escala, com contribuições equitativas pela Centro-Oeste e Sul. O cluster 4, com maiores níveis de perdas, compõe-se por 35,29 % de distribuidoras nordestinas.

Tabela 4.38: Participação de cada cluster por perdas técnicas nas regiões do Brasil

	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4
Região Centro-Oeste	0	0	12,50%	23,53%
Região Nordeste	0	6,25%	25%	35,29%
Região Norte	0	0	0	11,76%
Região Sudeste	50%	43,75%	50%	17,65%
Região Sul	50%	50%	12,50%	11,76%
Percentual total	100%	100%	100%	100%

Percebe-se que a região Norte está integralmente contida no cluster com os percentuais mais altos de perdas - o Cluster 4. Ela é a maior região do Brasil em extensão territorial - correspondendo a 45 % do território nacional - e que possui a menor densidade demográfica - 4,12 habitante/km² segundo o censo de 2010 do IBGE. Quanto ao total de unidades consumidoras, a região Norte apresenta 3,42 % das unidades consumidoras considerando apenas as distribuidoras nortenses analisadas no 4º Ciclo. Segundo a ANEEL, ao considerar todas as distribuidoras do Norte, este percentual vale 6,6 % em relação ao total do Brasil, o menor entre todas as regiões. É relevante destacar que o indicador demográfico está diretamente relacionado ao percentual de unidades consumidoras de cada região.

Dessa forma, depreende-se que a infra-estrutura da rede elétrica que supre a região Norte na teoria precisa atender a uma baixa demanda energética considerando a baixa densidade demográfica.

Contudo, ao observar os valores de energia injetada na prática medidos das distribuidoras nortenses na Tabela 4.1, percebe-se a enormidade destas grandezas. Elas estão na ordem de dezenas de milhões, significantemente maiores quando comparada com valores de energia injetada na ordem dos milhares de concessionárias pertencentes ao cluster 1, que abriga os menores níveis de perdas.

De acordo com a identificação dos atributos mais representativos para perdas conduzida na seção 4.4.4, a densidade de reguladores por unidade consumidora foi a que mais se destacou por ter se repetido como a mais significativa em 2 clusters simultaneamente, além da potência instalada média por transformador de distribuição.

Considerando os resultados do trabalho de (Lorca, 2016), é comprovado o efeito benéfico da alocação criteriosa do regulador de tensão a fim de atenuar perdas técnicas. Dessa forma, este panorama comprova que, enquanto o nível elevado de perdas é a causa, a presença/inserção de reguladores é o efeito dos níveis elevados de perdas.

A região Centro-Oeste possui um comportamento similar ao da região Norte no que tange perdas técnicas. Ela é a segunda maior em extensão territorial e a segunda menor em densidade demográfica com 7,8 % das unidades consumidoras do Brasil, estando em 1º lugar a região Norte. Das 5 distribuidoras do Centro-Oeste consideradas nesta pesquisa, 4 estão contidas no cluster 4

de acordo com a Tabela 4.38.

A região Sudeste, maior em termos de densidade demográfica e a segunda menor em extensão territorial, também apresenta maior adensamento de empresas fornecedoras de energia elétrica. São 21 distribuidoras no total localizadas ao longo de 4 estados. A maioria das concessionárias sudestinas - 66,67 % - pertencem aos clusters com menores índices - cluster 1 e 2.

A região Sul, por sua vez, é a menor em extensão territorial. Como se observa na A Tabela 4.38, ela tem representação em todos os clusters, desde aquele com menores perdas até aquele com maiores.

Haja visto os resultados sinalizados em 4.3.1, dentre as 8 concessionárias nordestinas presentes neste estudo, 6 compõem o cluster com maiores níveis de perdas técnicas - cluster 4.

Nota-se que a perda técnica percentual mais baixa do 4º Ciclo de Revisão Tarifária vale 3,881% e a mais alta 11,943%, ao passo que a menor perda do 3º Ciclo vale 2,789%, e a maior 11,844%.

Calculou-se o valor médio de perdas técnicas para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária, que foi de 7,205%. Já a mediana é 6,999%. Não há moda pois não ocorre repetição de nenhum percentual de perda. O desvio padrão da média é de 2,163 % e variância de 4,681%. O valor médio calculado para o 3º Ciclo foi menor que para o 4º Ciclo, valendo 6,02 %.

A fim de encontrar uma estimativa para a moda, arredonda-se os valores de perdas até que não sobre nenhuma casa decimal.

A Tabela 4.39 contempla este resultado. Percebe-se que, neste caso, a moda é 6%. Isto quer dizer que, do total de 55 distribuidoras, o valor mais frequente e comum de percentual de perdas técnicas de 6% foi observado em 20% das distribuidoras.

Foram calculadas as variáveis mais representativas de perdas para as 5 regiões brasileiras. O resultado é apresentado na Tabela 4.41. Nota-se que a região Sul possui menor média de perda percentual dentre as demais regiões.

Cabe ressaltar que cada região compõe-se de valores altos e baixos de perdas. Por exemplo, as variáveis mais significativas encontradas para o cluster de maiores perdas não se comportam necessariamente igual para a região de maior perda média.

Nota-se que a região Sul é composta por distribuidoras tanto com baixos índices de perdas (3,881%) quanto por altos índices (10,810%). Dessa forma, os atributos identificados como os mais explicativos dos clusters só fazem sentido de serem os mais representativos considerando os agrupamentos formados por clusterização, e não por região.

O cálculo da média das variáveis na Tabela 4.41 considerou o conjunto de distribuidoras de uma região, conjunto este que foi agrupado em virtude da localização física, e não em decorrência de uma clusterização.

Tabela 4.39: Percentual arredondado de perdas técnicas em MT e BT

Distribuidora	P.Técnica (%)	P. Técnica Arredondada (%)	Nº de Distribuidoras
EFLUL	3,881	4	1
HIDROPAN	4,024	4	2
EFLJC	4,055	4	3
DMED	4,094	4	4
CFLO	4,197	4	5
CPFL JAGUARI	4,276	4	6
COCEL	4,504	5	1
BANDEIRANTE	4,546	5	2
FORCEL	4,770	5	3
DEMEI	4,993	5	4
EEB	5,012	5	5
CPFL PIRATININGA	5,057	5	6
ELETROPAULO	5,110	5	7
ELEKTRO	5,186	5	8
CPFL PAULISTA	5,597	6	1
ENF	5,844	6	2
CPFL SUL PAULISTA	5,942	6	3
CELESC	5,972	6	4
CEEE-D	6,010	6	5
EBO	6,011	6	6
COPEL	6,047	6	7
MUXENERGIA	6,123	6	8
LIGHT	6,335	6	9
EEVP	6,471	6	10
RGE SUL	6,497	6	11
ELETROCAR	6,599	7	1
RGE	6,715	7	2
CAIUA	6,999	7	3
ESCELSA	7,141	7	4
ENERGIA	7,277	7	5
ESE	7,427	7	6
CEB	7,461	7	7
COOPERALIANÇA	7,610	8	1
CPFL SANTA CRUZ	7,763	8	2
CNEE	7,784	8	3
CPFL LESTE PAULISTA	7,806	8	4
COELCE	8,118	8	5
CPFL MOCOCA	8,167	8	6
CEMIG	8,766	9	1
ELFSM	8,794	9	2
ENEL RIO	9,100	9	3
EMG	9,242	9	4
CELG-D	9,447	9	5

Tabela 4.40: Continuação da Tabela 4.39

Distribuidora	P.Técnica (%)	P. Técnica Arredondada (%)	Nº de Distribuidoras
COSERN	9,610	10	1
EMS	9,621	10	2
CHESP	9,683	10	3
CELPE	9,725	10	4
EPB	9,874	10	5
EMT	10,044	10	6
CELPA	10,148	10	7
SULGIPE	10,463	10	8
ETO	10,731	11	1
UHENPAL	10,810	11	2
COELBA	10,863	11	3
CEMAR	11,943	12	1

Tabela 4.41: Médias das variáveis mais significativas em cada região do Brasil

	Centro-Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul
Perdas Técnicas(%)	9,251	9,337	10,440	6,488	6,049
Densidade de Reguladores por Unidade Consumidora	0,000112	0,000138	0,000057	0,000098	0,000146
Potência Instalada Média por Transformador de Distribuição	48,25	26,79	26,76	54,57	56,46
Densidade de Transformador de Distribuição por Unidade Consumidora	0,07139	0,043	0,07684	0,05558	0,05763
Densidade de Transformador de Distribuição por Área de Concessão	1,3073	1,26146	0,18686	6,09497	1,4847
Número de Reguladores	145	233	83	203	126
Área de concessão	316805,70	141551,63	762835,00	44614,07	27568,57

Capítulo 5

Conclusões

Este trabalho empregou a metodologia estatística do trabalho de (Almeida, 2015) e (Couto, 2017) para a identificação dos atributos da rede de distribuição que mais explicam as perdas técnicas regulatórias. Por utilizar resultados mais recentes do cálculo dessas perdas referentes ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária (2015-2018), este estudo tem caráter inovador.

O objetivo geral deste trabalho é mapear as perdas técnicas no território brasileiro e determinar estatisticamente os atributos que mais as explicam. A fim de atingi-lo, levantou-se para todas as distribuidoras uma série de variáveis que valoram perdas e características da rede de distribuição. Essas variáveis foram submetidas a um tratamento estatístico que consiste na análise de cluster e de regressão. Todas as informações levantadas são encontradas em Notas Técnicas e disponibilizadas pela ANEEL.

Além disso, com o propósito de caracterizar as perdas técnicas totais em termos de suas componentes fixas e variáveis, realizou-se diversas análise de cluster considerando as magnitudes das perdas ocorridas nos transformadores e nas linhas da rede de MT, BT e AT.

O capítulo 4 expôs os agrupamentos obtidos a partir das clusterizações por níveis de perdas semelhantes. Também foi detalhada a análise de regressão que permitiu selecionar os atributos que melhor explicam os níveis de perdas técnicas.

Os resultados obtidos indicam que elevadas perdas técnicas são melhor explicadas pela baixa potência instalada média por transformador de distribuição. Já os menores níveis de perdas técnicas são principalmente elucidados por uma pequena área de concessão onde a distribuidora atua. Os demais atributos signicante para as perdas elencam a densidade de transformador de distribuição por unidade consumidora e por área.

Identificou-se nesta investigação a disposição das perdas técnicas regulatórias no Brasil. O agrupamento que abriga as menores perdas percentuais (3,88 % a 5,19 %) em todo o sistema de distribuição se localiza exclusivamente nas regiões Sudeste e Sul. Por outro lado, prevalece no agrupamento com maiores níveis percentuais de perdas (8,77% a 11,94%) a região Nordeste.

Concluiu-se também que a perda cobre é a parcela que contribui menos para a perda total em todas as regiões brasileiras. Já a perda ferro apresenta em média contribuição de 21,3 % para

todas as regiões. A presença de perda ferro na perda total é menor onde ocorrem maiores perdas (nordeste) e maior onde ocorrem os níveis mais baixos de perdas (sudeste).

Ademais, a região do Brasil que apresenta as menores perdas médias percentuais referentes ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária é a Sul, apresentando perda média de 6,05 %, ao passo que a região Norte se destacou com maiores perdas técnicas, exibindo uma perda média de 10,440%.

A região Norte é a maior do Brasil em área, além de possuir menor densidade demográfica. Ambas as características foram estatisticamente comprovadas neste estudo como sendo explicativas para ela possuir as maiores perdas técnicas do 4º Ciclo de Revisão Tarifária.

Esta pesquisa também evidenciou que a média de perdas técnicas do 3º Ciclo aumentou para o 4º Ciclo de 6,02% para 7,21%.

Posto que a literatura apresenta metodologias de estimativas de perdas técnicas com base em modelagens personalizadas de redes, é oportuno dispensar atenção aos atributos mais representativos para perdas técnicas determinados neste trabalho.

Como proposta para estudos futuros, sugere-se investigar o impacto que a geração distribuída causará nos montantes de perdas técnicas reais e regulatórias ocorridas nas redes de distribuição de energia elétrica. Além disso, outra linha de estudo é investigar de que forma as perdas são mitigadas a partir dos nos transformadores de distribuição, considerando o custo das perdas na conta de energia para transformadores novos, verificar os amorfos, a alocação ótima (potência versus fator de utilização) e a Norma ABNT (A a E) 5440: 2014.

Também é interessante estudar futuramente a influência de indicadores de complexidade socioeconômica como renda e consumo per capita no nível de perdas técnicas na distribuição. Outra possibilidade é de fazer a análise de eficiência por alimentadores ao invés de por distribuidoras. Ainda, é possível investigar o percentual de perdas na energia circulante no nível de tensão, para determinar em qual nível a distribuidora está sendo mais ineficiente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ALMEIDA, Davi R. V. (2015). *Seleção de Variáveis para Análise Comparativa de Desempenho de Distribuidoras de Energia Elétrica*. Monografia de Pós-Graduação em Estatística Aplicada, Universidade Cruzeiro do Sul, Brasília, DF, 80p.
- [2] ANEEL (2019). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição, Revisão 5*, Agência Nacional de Energia Elétrica.
- [3] ANEEL (2007). *Metodologia de Tratamento Regulatório de Perdas Técnicas, NT 112-2007 - SRD - ANEEL*, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.
- [4] ANEEL (2019). *Relatórios Tarifários, Perdas de Energia Elétrica na Distribuição*, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.
- [5] BRAZ, L L.; JUNIOR, M. M. V. M.; JUNIOR, J. R. M.; SANTOS, M. D.; FLORES, M. A. P. (2018) *Impacto das correntes de compensação no cálculo de perdas técnicas na distribuição - XXIII Seminário Nacional de Distribuição de energia elétrica - SENDI*.
- [6] BRAZ, L. L. (2019) *Quantificação das Perdas Técnicas da Distribuição em Condições Distorcidas*. Uberlândia - MG.
- [7] COUTO, LOUISE C. (2017). *Análise das Perdas Técnicas nas Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica do Brasil - Clusterização e Identificação das Variáveis Mais Significativas.*, Universidade de Brasília, DF.
- [8] DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F., SANTOSO, S.; BEATY, H. W. Beaty. (2003). *Electrical Power Systems Quality*. 2nd Edition. USA: McGraw-Hill, 2003.
- [9] FISCHER, D. R.; PAIXÃO, J. L.; SAUSEN, J. P. (2017). *Minimização de Perdas em uma Rede de Distribuição Através do Problema de Transporte*. *Revista Científica Semana Acadêmica*. Fortaleza, Nº. 000110, 11/08/2017, p. 2.
- [10] HAIR, J. F., ANDERSON, R. E., TATHAM, R. L. e BLACK, W. C. (2005). *Análise Multivariada de Dados*. 5a edição, Porto Alegre: Bookman.
- [11] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. (2005). *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Editora Edgard Blücher LTDA.

- [12] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.; ROBBA, E. J. *Introdução aos Sistemas de Energia Elétrica*. 2a edição. São Paulo: Blucher, 2010, p. 1-325.
- [13] LORCA, F. S. (2016) *Minimização ótima das perdas técnicas através de reguladores de tensão em sistemas elétricos de distribuição*. Londrina, PR.
- [14] MILOCA, S. A. (2012) *Planejamento da expansão em redes de distribuição de energia elétrica com indicadores de confiabilidade e base de dados georreferenciada*. Universidade Federal do Paraná.
- [15] MORRISON, Jeffrey S. (2006). *Seleção de Variáveis no Desenvolvimento de Modelos*. Revista Tecnologia de Crédito Serasa Experian. São Paulo, n. 57, p. 24-40.
- [16] OLIVEIRA, J. C., COGO, J. R., ABREU, J. P. G. (1984). *Transformadores Teoria e ensaios*. Editora Edgard Blücher LTDA.
- [17] PAGOTTI, L. F.; OLIVEIRA, A.; OLIVEIRA, J. C.; FILHO, J. E. S. (2018) *Atenuador Inteligente de Perdas Técnicas: Protótipo e Validação*. XXII Seminário Nacional de Distribuição de energia elétrica - SENDI
- [18] QUEIROZ, Leonardo M. O. (2010). *Estimação e Análise de Perdas Técnicas na Distribuição de Energia Elétrica*. UNICAMP, Campinas, SP.
- [19] ROSELLI, M. A. e YATSU, R. K. (2007). *Cálculo de perdas técnicas de energia em sistemas de distribuição, Proceedings of Congreso Internacional sobre Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico – ALTAE*. Cuernavaca, México.
- [20] RIBEIRO, R. S.; COELHO, J. N.; BARBOSA, C. H. N. R.; PEREIRA, E. C.; VASCONCELOS, J. A. (2012) *Avaliação de Técnicas de Análise de Reguladores de Tensão para Métodos Iterativos de Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição Primária, Congresso Brasileiro de Automática*
- [21] RODRIGUES, L. O.; GAINO, F. C.; CUNHA, L. S.; OLIVEIRA, R. R. (2018) *Perdas Técnicas Regulatórias CPFL Sul Paulista Distorções e Impactos da Regulamentação Atual*. XXIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI.
- [22] SILVA, D.G.; CUNHA, A.P.; GUARALDO, J.C.; RIBEIRO, W.P.; VICENTINI, E. (2016). *Comparação do cálculo de perdas técnicas do SDAT e SED por fluxo de potência e método do Módulo 7 do PRODIST*. XXII Seminário Nacional de Distribuição de energia elétrica - SENDI, Curitiba - Brasil.
- [23] VASCONCELOS, Marcos V. L. (2016). *Análise de custo-benefício da implantação das redes elétricas inteligentes nas concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil*. Brasília, DF.
- [24] XU, R. e WUNCSH II, D. C. (2009). *Clustering*. 1ª edição. Piscataway, NJ: IEEE Press. Estados Unidos.

ANEXOS

I. ANEXO A

I.1 Clusterização por Perdas Técnicas nos Segmentos AT, MT e BT e nos Transformadores, desconsiderando perdas nos Medidores

Tabela I.1: Resultado da clusterização de perdas em AT, MT e BT e nos transformadores com o algoritmo Ward

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	CPFL S. C.	CNEE	0.0000	1.00	24	ETO	COELBA	0.0001	0.999
48	ELFSM	CEMIG	0.0000	1.00	23	CL42	CL37	0.0001	0.999
47	CL49	CPFL L. P.	0.0000	1.00	22	CL43	CPFL JAG.	0.0001	0.999
46	CFLO	DMED	0.0000	1.00	21	CL33	CPFL PAUL.	0.0001	0.999
45	COPEL	CELESC	0.0000	1.00	20	CL29	ESCELSA	0.0002	0.999
44	ELETROP.	CPFL PIR.	0.0000	1.00	19	CL23	CELG-D	0.0002	0.999
43	BAND.	COCEL	0.0000	1.00	18	CL28	FORCEL	0.0003	0.998
42	CHESP	COSERN	0.0000	1.00	17	CL27	CL35	0.0004	0.998
41	CEEE-D	EBO	0.0000	1.00	16	CL26	SULGIPE	0.0005	0.998
40	EFLUL	HIDROPAN	0.0000	1.00	15	CL21	CL31	0.0005	0.997
39	EDEVF	LIGHT	0.0000	1.00	14	CL32	CL48	0.0007	0.996
38	CEB	ESE	0.0000	1.00	13	CL36	CL47	0.0008	0.996
37	CELPE	EMS	0.0000	1.00	12	CL25	CL17	0.0013	0.994
36	CPFL M.	COELCE	0.0000	1.00	11	CL22	CL30	0.0014	0.993
35	ELETROCAR	RGE SUL	0.0000	1.00	10	CL19	CL16	0.0020	0.991
34	CL44	EEB	0.0000	1.00	9	CL13	CL20	0.0023	0.989
33	CPF SUL P.	ENF	0.0000	1.00	8	CL24	CEMAR	0.0041	0.984
32	EMG	ENEL RIO	0.0000	1.00	7	CL15	CL12	0.0062	0.978
31	CL45	CL41	0.0000	1.00	6	CL18	CL11	0.0082	0.970
30	CL46	CL40	0.0000	1.00	5	CL14	CL10	0.0088	0.961
29	IENERGIA	CL38	0.0000	1.00	4	CL5	CL8	0.0300	.931
28	CL34	ELEKTRO	0.0000	1.00	3	CL7	CL9	0.0505	0.881
27	CAIUA	RGE SUL	0.0000	1.00	2	CL6	CL3	0.1776	0.703
26	EPB	EMT	0.0001	1.00	1	CL2	CL4	0.7031	0.000
25	CL39	MUXENERGIA	0.0001	1.00					

Tabela I.2: Resultado da clusterização de perdas técnicas em AT, MT e BT e nos transformadores com o algoritmo Distância dos Centroides

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	CPFL S. C.	CNEE	0.0000	1.00	24	EPB	EMT	0.0001	0.999
48	ELFSM	CEMIG	0.0000	1.00	23	ETO	COELBA	0.0001	0.999
47	CL49	CPFL L. P.	0.0000	1.00	22	CL31	CL33	0.0002	0.999
46	CFLO	DMED	0.0000	1.00	21	CL43	CPFL JAG.	0.0001	0.999
45	COPEL	CELESC	0.0000	1.00	20	CL29	ESCELSA	0.0002	0.999
44	ELETROP.	CPFL PIR.	0.0000	1.00	19	CL27	CELG-D	0.0002	0.999
43	BAND.	COCEL	0.0000	1.00	18	CL28	FORCEL	0.0003	0.998
42	CHESP	COSERN	0.0000	1.00	17	CL26	CL34	0.0004	0.998
41	CEEE-D	EBO	0.0000	1.00	16	CL47	CL20	0.0008	0.997
40	EFLUL	HIDROPAN	0.0000	1.00	15	CL22	CPFL PAUL.	0.0004	0.997
39	EDEVP	LIGHT	0.0000	1.00	14	CL19	CL24	0.0008	0.996
38	CEB	ESE	0.0000	1.00	13	CL30	CL48	0.0007	0.995
37	CELPE	EMS	0.0000	1.00	12	CL23	SULGIPE	0.0005	0.995
36	CPFL M.	COELCE	0.0000	1.00	11	CL21	CL32	0.0014	0.993
35	CL44	EEB	0.0000	1.00	10	CL17	CL25	0.0013	0.992
34	ELETROCAR	RGE SUL	0.0000	1.00	9	CL36	CL16	0.0023	0.990
33	CL45	CL41	0.0000	1.00	8	CL15	CL10	0.0062	0.983
32	CL46	CL40	0.0000	1.00	7	CL13	CL14	0.0069	0.977
31	CPF SUL P.	ENF	0.0000	1.00	6	CL18	CL11	0.0082	0.968
30	EMG	ENEL RIO	0.0000	1.00	5	CL7	CL12	0.0157	0.953
29	IENERGIA	CL38	0.0000	1.00	4	CL8	CL9	0.0505	0.902
28	CL35	ELEKTRO	0.0000	1.00	3	CL6	CL4	0.1776	0.725
27	CL42	CL37	0.0001	1.00	2	CL5	CEMAR	0.0215	0.703
26	CL39	MUXENERGIA	0.0001	1.00	1	CL3	CL2	0.7031	0.000
25	CAIUA	RGE SUL	0.0000	1.00					

Tabela I.3: Resultado da clusterização de perdas em AT, MT e BT e nos transformadores com o algoritmo Média das Distâncias

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	CPFL S. C.	CNEE	0.0000	1.00	24	EPB	EMT	0.0001	0.999
48	ELFSM	CEMIG	0.0000	1.00	23	ENF	CPFL PAUL.	0.0001	0.999
47	CL49	CPFL L. P.	0.0000	1.00	22	ETO	COELBA	0.0001	0.999
46	CFLO	DMED	0.0000	1.00	21	CL43	CPFL JAG.	0.0001	0.999
45	COPEL	CELESC	0.0000	1.00	20	CL30	ESCELSA	0.0002	0.999
44	ELETROP.	CPFL PIR.	0.0000	1.00	19	CL28	CELG-D	0.0002	0.999
43	BAND.	COCEL	0.0000	1.00	18	CL29	FORCEL	0.0003	0.999
42	CHESP	COSERN	0.0000	1.00	17	CL26	CL34	0.0004	0.998
41	CEEE-D	EBO	0.0000	1.00	16	CL27	CL23	0.0005	0.998
40	EFLUL	HIDROPAN	0.0000	1.00	15	CL47	CL20	0.0008	0.997
39	EDEVP	LIGHT	0.0000	1.00	14	CL19	CL24	0.0008	0.996
38	CEB	ESE	0.0000	1.00	13	CL31	CL48	0.0007	0.995
37	CELPE	EMS	0.0000	1.00	12	CL22	SULGIPE	0.0005	0.995
36	CPFL M.	COELCE	0.0000	1.00	11	CL21	CL32	0.0014	0.993
35	CL44	EEB	0.0000	1.00	10	CL17	CL25	0.0013	0.992
34	ELETROCAR	RGE SUL	0.0000	1.00	9	CL36	CL15	0.0023	0.990
33	CPF SUL P.	CL41	0.0000	1.00	8	CL16	CL10	0.0062	0.983
32	CL46	CL40	0.0000	1.00	7	CL13	CL14	0.0069	0.977
31	EMG	ENEL RIO	0.0000	1.00	6	CL18	CL11	0.0082	0.968
30	IENERGIA	CL38	0.0000	1.00	5	CL7	CL12	0.0157	0.953
29	CL35	ELEKTRO	0.0000	1.00	4	CL8	CL9	0.0505	0.902
28	CL42	CL37	0.0001	1.00	3	CL5	CEMAR	0.0215	0.881
27	CL33	CL45	0.0001	1.00	2	CL6	CL4	0.1776	0.703
26	CL39	MUXENERGIA	0.0001	1.00	1	CL2	CL3	0.7031	0.000
25	CAIUA	RGE SUL	0.0000	0.999					

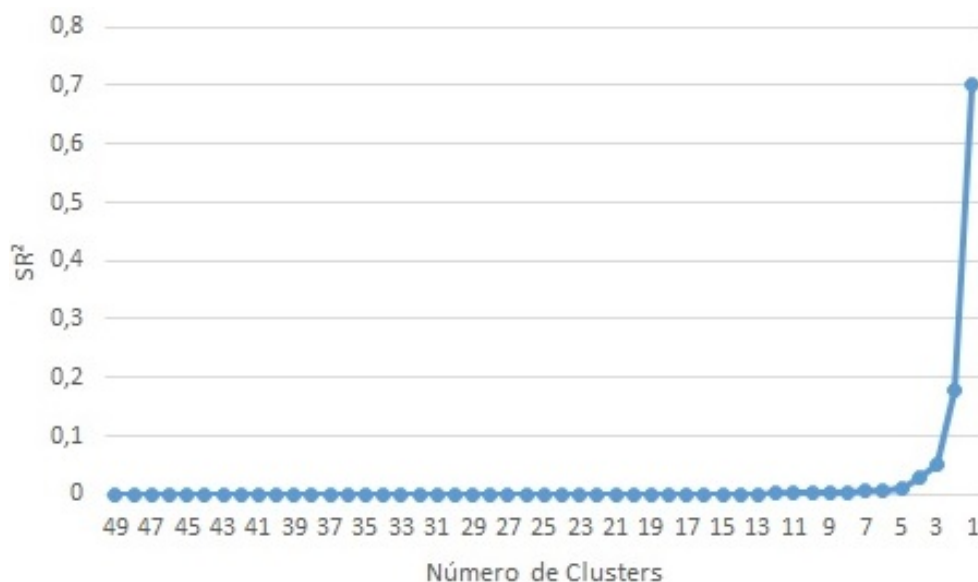


Figura I.1: Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward

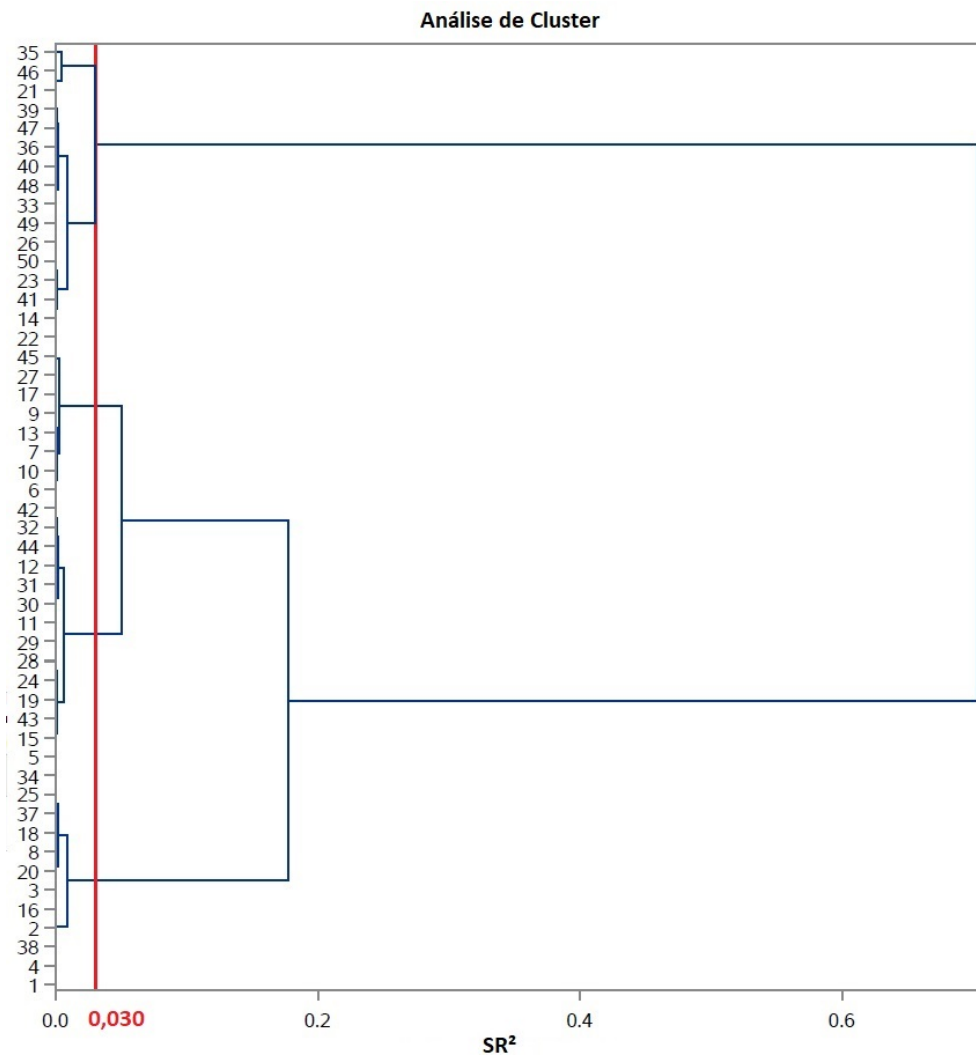


Figura I.2: Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas totais em AT, MT e BT

I.2 Clusterização por Perdas nos Segmentos MT e BT e nos Transformadores, desconsiderando Perdas nos Medidores

Nas Tabelas I.4, I.5 e I.6 são mostrados os resultados dos 3 algoritmos de clusterização.

Tabela I.4: Resultado da clusterização por perdas técnicas em MT e BT e nos transformadores, desconsiderando perdas nos medidores com o algoritmo Ward

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	BAND.	CPFL JAG.	0.0000	1.00	24	CL31	HIDROPAN	0.0001	1.00
48	CAIUA	FORCEL	0.0000	1.00	23	CL28	RGE	0.0001	1.00
47	CNEE	CEB	0.0000	1.00	22	CPFL SUL P.	CL29	0.0001	1.00
46	CELPE	EMS	0.0000	1.00	21	CL35	CL43	0.0001	0.999
45	CHESP	COELBA	0.0000	1.00	20	CL30	MUXENERGIA	0.0002	0.999
44	COPEL	RGE SUL	0.0000	1.00	19	CPFL M.	ENERGIA	0.0002	0.999
43	CELESC	EFLUL	0.0000	1.00	18	CL24	CL38	0.0002	0.999
42	CPFL S. C.	COELCE	0.0000	1.00	17	CL26	CL45	0.0002	0.999
41	CFLO	EEB	0.0000	1.00	16	CL42	CL32	0.0002	0.999
40	EDEVP	ENEL-RIO	0.0000	1.00	15	CL36	COCEL	0.0002	0.998
39	ELETROP.	EBO	0.0000	1.00	14	CL15	CL21	0.0007	0.998
38	CEEE-D	CPFL PAUL.	0.0000	1.00	13	CL23	CL27	0.0007	0.997
37	ESCELSA	CEMIG	0.0000	1.00	12	CL20	CL25	0.0009	0.996
36	CL39	ELEKTRO	0.0000	1.00	11	CEMAR	SULGIPE	0.0011	0.995
35	CL41	CL44	0.0000	1.00	10	CL19	CL17	0.0015	0.993
34	ELFSM	COSERN	0.0000	1.00	9	CL49	CL18	0.0019	0.992
33	EMG	CELG-D	0.0000	1.00	8	CL22	CL16	0.0020	0.990
32	CL40	ELETROCAR	0.0000	1.00	7	CL33	CL12	0.0035	0.986
31	CPFL PIR.	DMED	0.0000	1.00	6	CL8	CL13	0.0096	0.976
30	ETO	EPB	0.0000	1.00	5	CL14	CL9	0.0171	0.959
29	CL47	ESE	0.0000	1.00	4	CL10	CL7	0.0279	.931
28	CL48	ENF	0.0000	1.00	3	CL4	CL11	0.0955	0.836
27	CL37	LIGHT	0.0000	1.00	2	CL5	CL6	0.1084	0.728
26	CPFL L. P.	EMT	0.0000	1.00	1	CL2	CL3	0.7275	0.000
25	CL34	CL46	0.0000	1.00					

Tabela I.5: Resultado da clusterização por perdas técnicas em MT e BT e nos transformadores, desconsiderando perdas nos medidores com o algoritmo Distância dos Centroides

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	BAND.	CPFL JAG.	0.0000	1.00	24	CL30	CL38	0.0001	1.00
48	CAIUA	FORCEL	0.0000	1.00	23	CL36	CL35	0.0001	1.00
47	CNEE	CEB	0.0000	1.00	22	CL29	RGE	0.0001	0.999
46	CELPE	EMS	0.0000	1.00	21	CPFL SUL P.	CL31	0.0001	0.999
45	CHESP	COELBA	0.0000	1.00	20	CL42	CL33	0.0002	0.999
44	COPEL	RGE SUL	0.0000	1.00	19	CL23	CL43	0.0003	0.999
43	CELESC	EFLUL	0.0000	1.00	18	CL24	HIDROPAN	0.0001	0.999
42	CPFL S. C.	COELCE	0.0000	1.00	17	CL26	CL45	0.0002	0.999
41	CFLO	EEB	0.0000	1.00	16	CL27	MUXENERGIA	0.0002	0.998
40	EDEVP	ENEL-RIO	0.0000	1.00	15	CPFL M.	IENERGIA	0.0002	0.998
39	ELETROP.	EBO	0.0000	1.00	14	CL22	CL28	0.0007	0.997
38	CEEE-D	CPFL PAUL.	0.0000	1.00	13	CL16	CL25	0.0009	0.997
37	ESCELSA	CEMIG	0.0000	1.00	12	CL19	COCEL	0.0006	0.996
36	CL39	ELEKTRO	0.0000	1.00	11	CL21	CL20	0.0020	0.994
35	CL41	CL44	0.0000	1.00	10	CL15	CL17	0.0015	0.993
34	ELFSM	CL46	0.0000	1.00	9	CL49	CL18	0.0019	0.991
33	CL40	ELETROCAR	0.0000	1.00	8	CEMAR	SULGIPE	0.0011	0.990
32	EMG	CELG-D	0.0000	1.00	7	CL32	CL13	0.0035	0.986
31	CL47	ESE	0.0000	1.00	6	CL11	CL14	0.0096	0.976
30	CPFL PIR.	DMED	0.0000	1.00	5	CL12	CL9	0.0171	0.959
29	CL48	ENF	0.0000	1.00	4	CL10	CL7	0.0279	0.931
28	CL37	LIGHT	0.0000	1.00	3	CL5	CL6	0.1084	0.823
27	ETO	EPB	0.0000	1.00	2	CL3	CL4	0.5327	0.290
26	CPFL L. P.	EMT	0.0000	1.00	1	CL2	CL8	0.2903	0.000
25	CL34	COSERN	0.0000	1.00					

Tabela I.6: Resultado da clusterização por perdas técnicas em MT e BT e nos transformadores, desconsiderando perdas nos medidores com o algoritmo Média das Distâncias

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	BAND.	CPFL JAG.	0.0000	1.00	24	CL30	CL38	0.0001	1.00
48	CAIUA	FORCEL	0.0000	1.00	23	CL36	CL35	0.0001	1.00
47	CNEE	CEB	0.0000	1.00	22	CL29	RGE	0.0001	0.999
46	CELPE	EMS	0.0000	1.00	21	CPFL SUL P.	CL31	0.0001	0.999
45	CHESP	COELBA	0.0000	1.00	20	CL42	CL33	0.0002	0.999
44	COPEL	RGE SUL	0.0000	1.00	19	CL23	CL43	0.0003	0.999
43	CELESC	EFLUL	0.0000	1.00	18	CL24	HIDROPAN	0.0001	0.999
42	CPFL S. C.	COELCE	0.0000	1.00	17	CL26	CL45	0.0002	0.999
41	CFLO	EEB	0.0000	1.00	16	CL27	MUXENERGIA	0.0002	0.998
40	EDEVP	ENEL-RIO	0.0000	1.00	15	CPFL M.	ENERGIA	0.0002	0.998
39	ELETROP.	EBO	0.0000	1.00	14	CL22	CL28	0.0007	0.997
38	CEEE-D	CPFL PAUL.	0.0000	1.00	13	CL16	CL25	0.0009	0.997
37	ESCELSA	CEMIG	0.0000	1.00	12	CL19	COCEL	0.0006	0.996
36	CL39	ELEKTRO	0.0000	1.00	11	CL21	CL20	0.0020	0.994
35	CL41	CL44	0.0000	1.00	10	CL15	CL17	0.0015	0.993
34	ELFSM	CL46	0.0000	1.00	9	CL49	CL18	0.0019	0.991
33	CL40	ELETROCAR	0.0000	1.00	8	CEMAR	SULGIPE	0.0011	0.990
32	EMG	CELG-D	0.0000	1.00	7	CL32	CL13	0.0035	0.986
31	CL47	ESE	0.0000	1.00	6	CL11	CL14	0.0096	0.976
30	CPFL PIR.	DMED	0.0000	1.00	5	CL12	CL9	0.0171	0.959
29	CL48	ENF	0.0000	1.00	4	CL10	CL7	0.0279	0.931
28	CL37	LIGHT	0.0000	1.00	3	CL5	CL6	0.1084	0.823
27	ETO	EPB	0.0000	1.00	2	CL3	CL4	0.5327	0.290
26	CPFL L. P.	EMT	0.0000	1.00	1	CL2	CL8	0.2903	0.000
25	CL34	COSERN	0.0000	1.00					

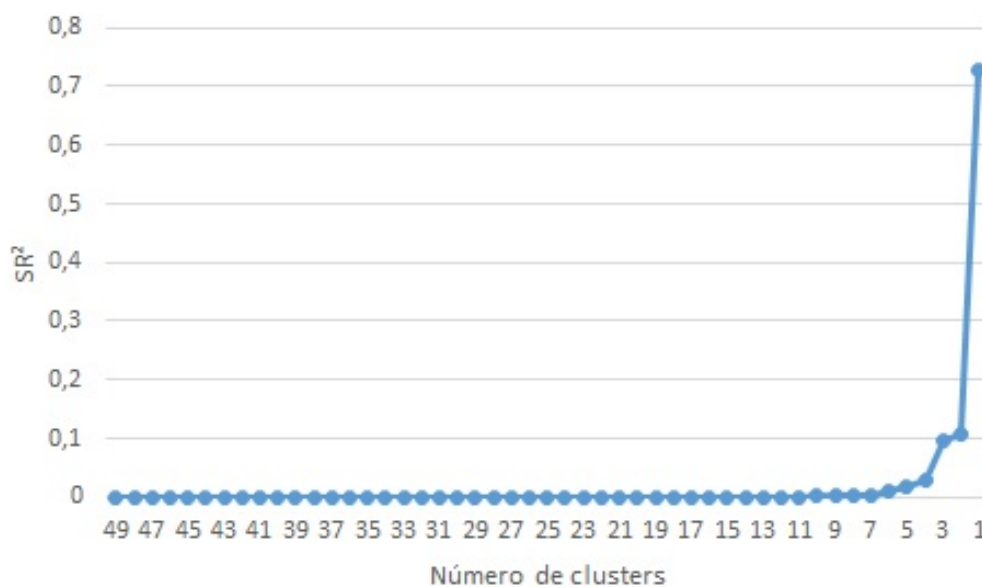


Figura I.3: Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward

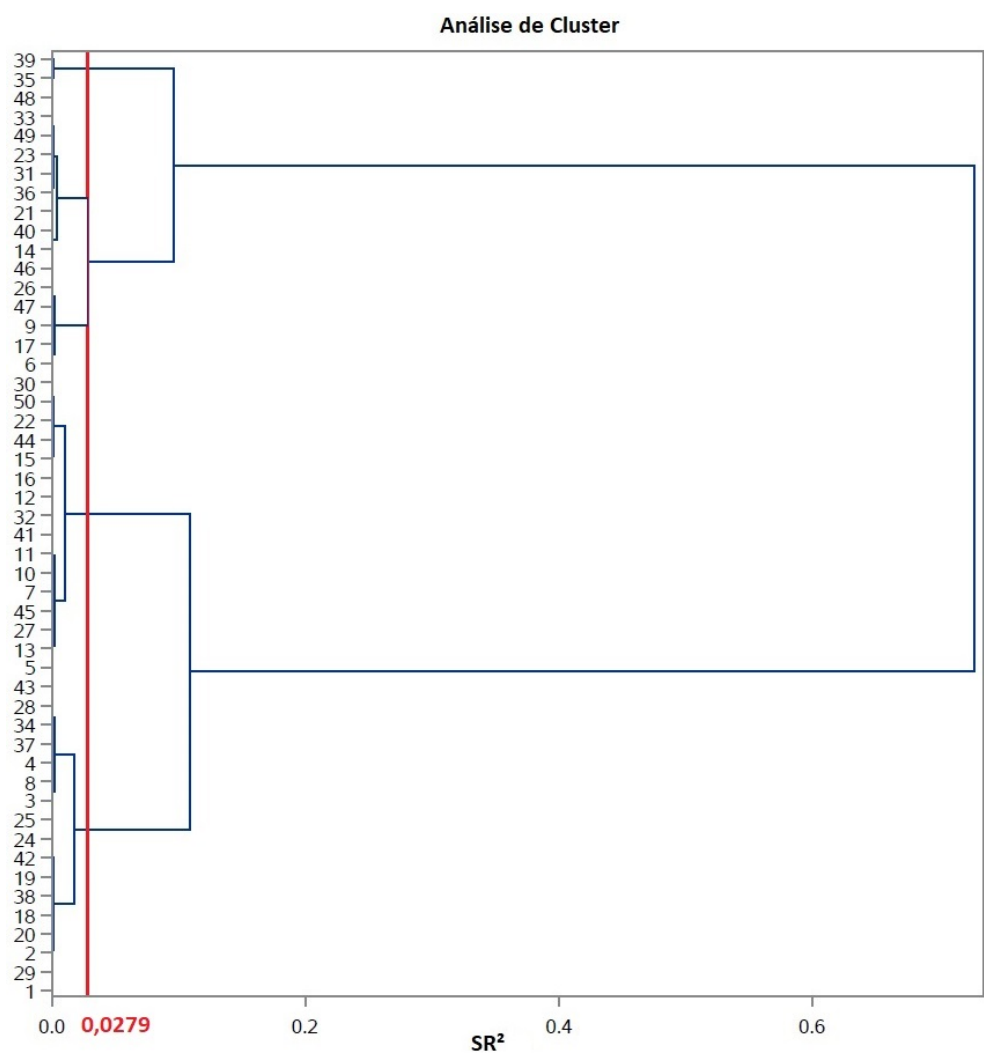


Figura I.4: Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas em MT e BT desconsiderando perdas nos medidores

I.3 Clusterização por Perdas Técnicas nos Segmentos AT, MT e BT, desconsiderando as Perdas nos Transformadores e nos Medidores

Tabela I.7: Resultado da clusterização por perdas técnicas em AT, MT e BT desconsiderando perdas nos transformadores e nos medidores com o algoritmo Ward

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	CPFL PIR.	COPEL	0.0000	1.00	24	CL46	LIGHT	0.0001	0.999
48	SULGIPE	CELG-D	0.0000	1.00	23	CPFL SUL P.	CL30	0.0001	0.999
47	COCEL	HIDROPAN	0.0000	1.00	22	CL27	EFLUL	0.0001	0.999
46	CAIUA	CELESC	0.0000	1.00	21	CL31	CL47	0.0001	0.999
45	ELETROCAR	RGE	0.0000	1.00	20	CL34	ENEL-RIO	0.0001	0.999
44	ESCELSA	MUXENERGIA	0.0000	1.00	19	EMG	CL29	0.0002	0.999
43	BAND.	CPFL JAG.	0.0000	1.00	18	CL42	CL37	0.0002	0.999
42	ELETROP.	FORCEL	0.0000	1.00	17	CPFL L. P.	CL28	0.0002	0.998
41	EBO	CPFL PAUL.	0.0000	1.00	16	CL33	EMS	0.0002	0.998
40	CEB	ESE	0.0000	1.00	15	CFLO	DMED	0.0004	0.998
39	CELPE	EMT	0.0000	1.00	14	CL36	CL25	0.0005	0.997
38	CPFL M.	CNEE	0.0000	1.00	13	CL26	CL35	0.0006	0.997
37	CL49	EDEV P	0.0000	1.00	12	CL23	CL24	0.0012	0.995
36	ETO	EPB	0.0000	1.00	11	CL22	CL21	0.0024	0.993
35	IENERGIA	CL44	0.0000	1.00	10	CL16	CL20	0.0037	0.989
34	CL48	CEMIG	0.0000	1.00	9	CL13	CL17	0.0040	0.985
33	COELCE	CHESP	0.0000	1.00	8	CL18	CL12	0.0054	0.980
32	CEMAR	COELBA	0.0000	1.00	7	CL11	CL15	0.0063	0.974
31	ENF	EEB	0.0000	1.00	6	CL14	CL32	0.0097	0.964
30	CEEE-D	CL41	0.0000	1.00	5	CL9	CL19	0.0105	0.953
29	ELFSM	CL40	0.0000	1.00	4	CL10	CL6	0.0292	.924
28	CL45	RGE SUL	0.0000	1.00	3	CL8	CL7	0.0454	0.879
27	ELEKTRO	CL43	0.0000	1.00	2	CL3	CL5	0.1916	0.687
26	CL38	CPFL S. C.	0.0000	1.00	1	CL2	CL4	0.6872	0.000
25	CL39	COSERN	0.0001	1.00					

Tabela I.8: Resultado da clusterização por perdas técnicas em AT, MT e BT desconsiderando perdas nos transformadores e nos medidores com o algoritmo Distância dos Centroides

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	CPFL PIR.	COPEL	0.0000	1.00	24	CL46	LIGHT	0.0001	0.999
48	SULGIPE	CELG-D	0.0000	1.00	23	CPFL SUL P.	CL32	0.0001	0.999
47	COCEL	HIDROPAN	0.0000	1.00	22	CL42	CL38	0.0002	0.999
46	CAIUA	CELESC	0.0000	1.00	21	CL27	EFLUL	0.0001	0.999
45	ELETROCAR	RGE	0.0000	1.00	20	CL30	EEB	0.0001	0.999
44	ESCELSA	MUXENERGIA	0.0000	1.00	19	CL34	ENEL-RIO	0.0001	0.999
43	BAND.	CPFL JAG.	0.0000	1.00	18	EMG	CL31	0.0002	0.999
42	ELETROp.	FORCEL	0.0000	1.00	17	CPFL L. P.	CL29	0.0002	0.998
41	EBO	CPFL PAUL.	0.0000	1.00	16	CL26	CL36	0.0006	0.998
40	CEB	ESE	0.0000	1.00	15	CL33	EMS	0.0002	0.998
39	CELPE	EMT	0.0000	1.00	14	CL35	CL25	0.0005	0.997
38	CL49	EDEVp	0.0000	1.00	13	CL23	CL24	0.0012	0.996
37	CPFL M.	CNEE	0.0000	1.00	12	CFLO	DMED	0.0004	0.995
36	IENERGIA	CL44	0.0000	1.00	11	CL21	CL20	0.0024	0.993
35	ETO	EPB	0.0000	1.00	10	CL16	CL17	0.0040	0.989
34	CL48	CEMIG	0.0000	1.00	9	CL22	CL13	0.0054	0.984
33	COELCE	CHESP	0.0000	1.00	8	CL15	CL19	0.0037	0.980
32	CEEE-D	CL41	0.0000	1.00	7	CL10	CL18	0.0105	0.969
31	ELFSM	CL40	0.0000	1.00	6	CL11	CL12	0.0063	0.963
30	ENF	CL47	0.0000	1.00	5	CL8	CL14	0.0134	0.950
29	CL45	RGE SUL	0.0000	1.00	4	CL9	CL6	0.0454	0.904
28	CEMAR	COELBA	0.0000	1.00	3	CL5	CL28	0.0256	0.879
27	ELEKTRO	CL43	0.0000	1.00	2	CL4	CL7	0.1916	0.687
26	CL37	CPFL S. C.	0.0000	1.00	1	CL2	CL3	0.6872	0.000
25	CL39	COSERN	0.0001	1.00					

Tabela I.9: Resultado da clusterização por perdas técnicas em AT, MT e BT desconsiderando perdas nos transformadores e nos medidores com o algoritmo Média das Distâncias

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	CPFL PIR.	COPEL	0.0000	1.00	24	CL46	LIGHT	0.0001	0.999
48	SULGIPE	CELG-D	0.0000	1.00	23	CPFL SUL P.	CL31	0.0001	0.999
47	COCEL	HIDROPAN	0.0000	1.00	22	CL42	CL38	0.0002	0.999
46	CAIUA	CELESC	0.0000	1.00	21	CL27	EFLUL	0.0001	0.999
45	ELETROCAR	RGE	0.0000	1.00	20	CL32	EEB	0.0001	0.999
44	ESCELSA	MUXENERGIA	0.0000	1.00	19	CL34	ENEL-RIO	0.0001	0.999
43	BAND.	CPFL JAG.	0.0000	1.00	18	EMG	CL30	0.0002	0.999
42	ELETROP.	FORCEL	0.0000	1.00	17	CPFL L. P.	CL29	0.0002	0.998
41	EBO	CPFL PAUL.	0.0000	1.00	16	CL33	EMS	0.0002	0.998
40	CEB	ESE	0.0000	1.00	15	CL26	CL36	0.0006	0.998
39	CELPE	EMT	0.0000	1.00	14	CL35	CL25	0.0005	0.997
38	CL49	EDEVP	0.0000	1.00	13	CL23	CL24	0.0012	0.996
37	CPFL M.	CNEE	0.0000	1.00	12	CFLO	DMED	0.0004	0.995
36	IENERGIA	CL44	0.0000	1.00	11	CL21	CL20	0.0024	0.993
35	ETO	EPB	0.0000	1.00	10	CL15	CL17	0.0040	0.989
34	CL48	CEMIG	0.0000	1.00	9	CL22	CL13	0.0054	0.984
33	COELCE	CHESP	0.0000	1.00	8	CL16	CL19	0.0037	0.980
32	ENF	CL47	0.0000	1.00	7	CL10	CL18	0.0105	0.969
31	CEEE-D	CL41	0.0000	1.00	6	CL11	CL12	0.0063	0.963
30	ELFSM	CL40	0.0000	1.00	5	CL8	CL14	0.0134	0.950
29	CL45	RGE SUL	0.0000	1.00	4	CL9	CL6	0.0454	0.904
28	CEMAR	COELBA	0.0000	1.00	3	CL5	CL28	0.0256	0.879
27	ELEKTRO	CL43	0.0000	1.00	2	CL4	CL7	0.1916	0.687
26	CL37	CPFL S. C.	0.0000	1.00	1	CL2	CL3	0.6872	0.000
25	CL39	COSERN	0.0001	1.00					

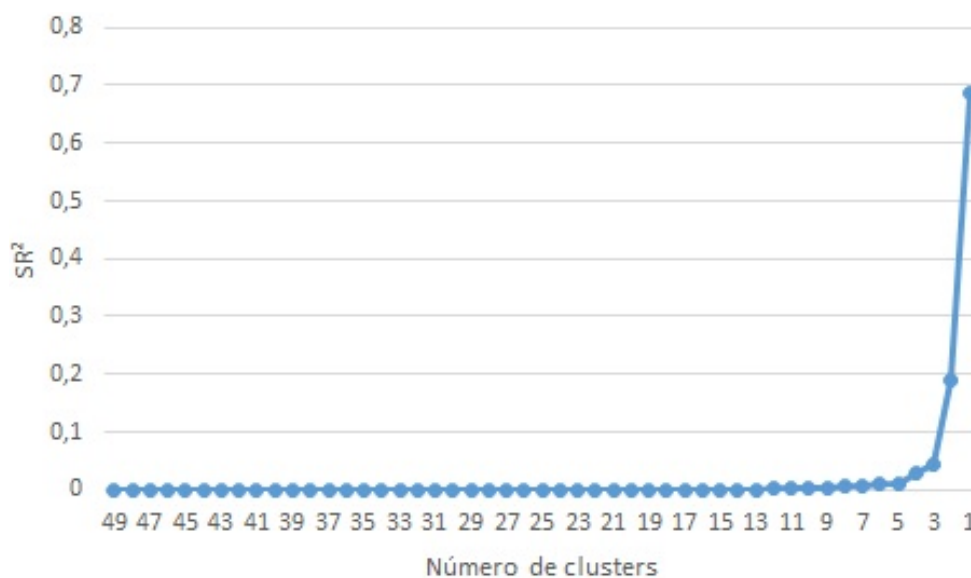


Figura I.5: Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward

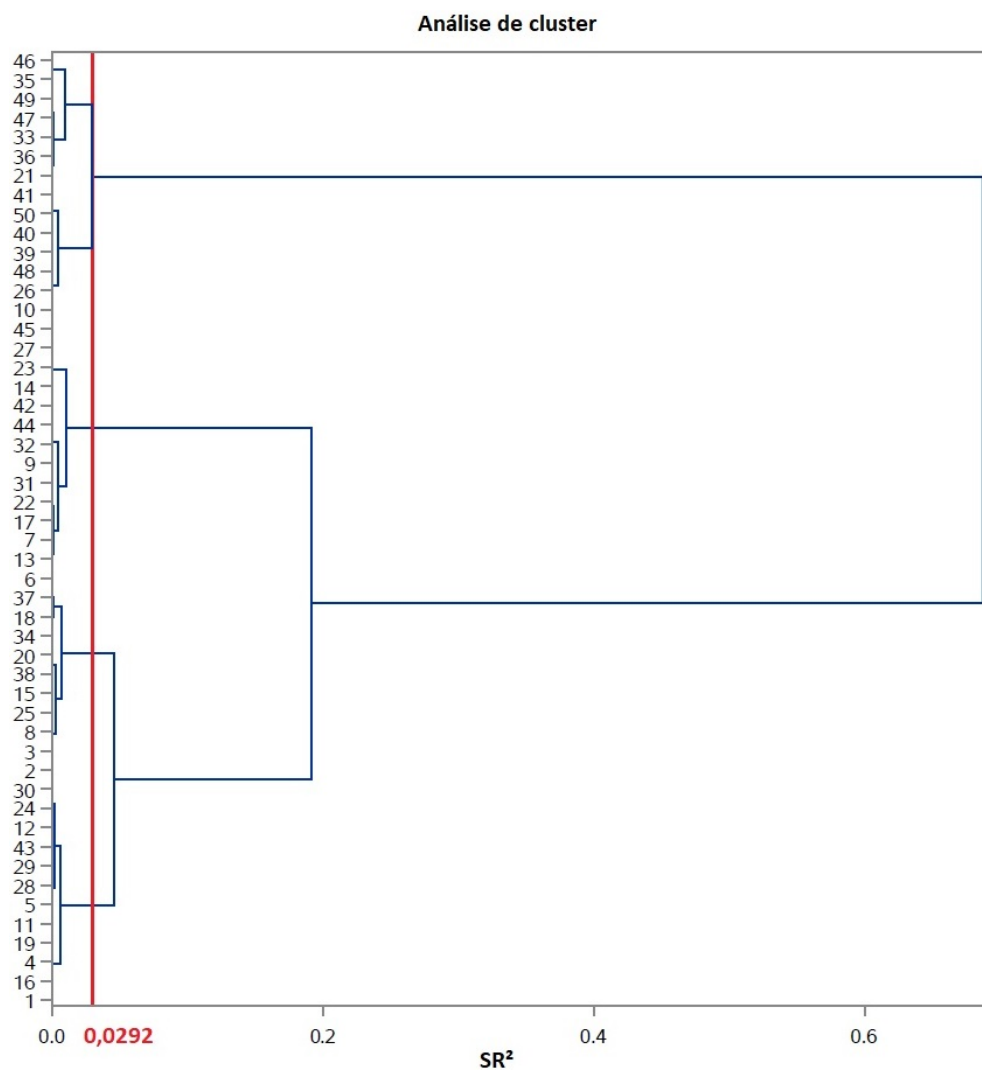


Figura I.6: Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas AT, MT e BT desconsiderando perdas nos medidores

I.4 Clusterização por Perdas Técnicas no Ferro dos Transformadores

Tabela I.10: Resultado da clusterização por perdas no ferro com o algoritmo Ward

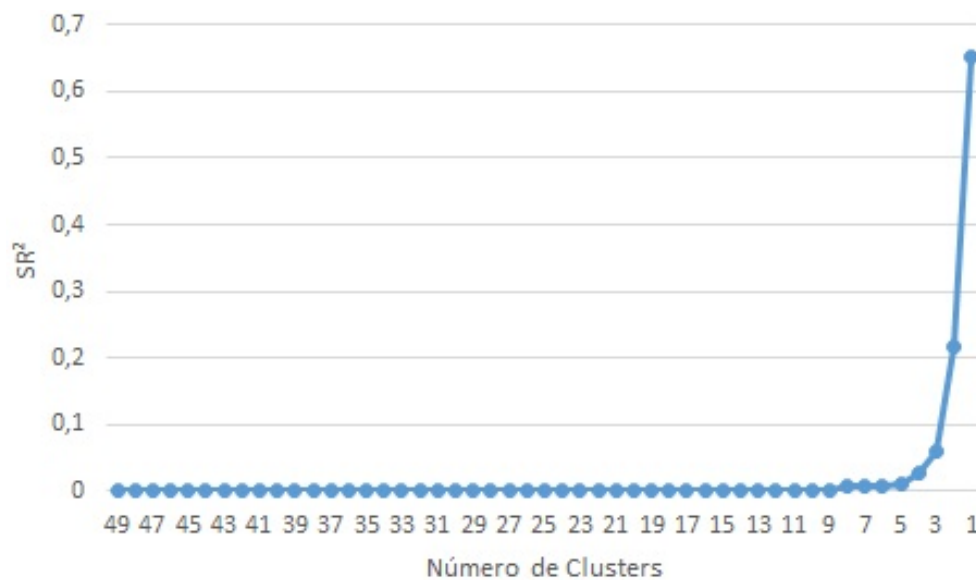
N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	ENEL RIO	RGE	0.0000	1.00	24	CL36	CPFL PAUL.	0.0001	1.00
48	CAIUA	EMT	0.0000	1.00	23	CL27	COELBA	0.0001	0.999
47	CL49	CEMIG	0.0000	1.00	22	CL35	CL31	0.0001	0.999
46	COCEL	EPB	0.0000	1.00	21	EDEVP	COPEL	0.0001	0.999
45	FORCEL	COSERN	0.0000	1.00	20	CL28	CEEE-D	0.0002	0.999
44	ELEKTRO	RGE SUL	0.0000	1.00	19	EFLUL	MUXENERGIA	0.0002	0.999
43	EBO	ESE	0.0000	1.00	18	CL48	CL25	0.0003	0.999
42	CPFL M.	ELFSM	0.0000	1.00	17	CL22	CL32	0.0005	0.998
41	CPFL SUL P.	EEB	0.0000	1.00	16	SULGIPE	EMS	0.0006	0.997
40	ENERGIA	CELG-D	0.0000	1.00	15	CL23	CL39	0.0007	0.997
39	CL46	CL47	0.0000	1.00	14	CL26	DMED	0.0007	0.996
38	CPFL L. P.	CHESP	0.0000	1.00	13	CL30	CL21	0.0008	0.995
37	CL42	ETO	0.0000	1.00	12	CL20	CL34	0.0010	0.994
36	CFLO	CL43	0.0000	1.00	11	CL17	CPFL PIR.	0.0011	0.993
35	BAND.	HIDROPAN	0.0000	1.00	10	CL37	CL29	0.0014	0.992
34	CL45	CELESC	0.0000	1.00	9	CL14	CL24	0.0015	0.990
33	CL44	ESCELSA	0.0000	1.00	8	CL10	CL16	0.0067	0.984
32	CEB	CELPE	0.0000	1.00	7	CL15	CL18	0.0069	0.977
31	CPFL JAG.	LIGHT	0.0000	1.00	6	CL11	CL19	0.0085	0.968
30	CPFL S. C.	CEMAR	0.0000	1.00	5	CL12	CL9	0.0104	0.958
29	CL38	EMG	0.0000	1.00	4	CL7	CL13	0.0290	.929
28	ELETROp.	COELCE	0.0000	1.00	3	CL5	CL6	0.0615	0.867
27	CL41	CL40	0.0000	1.00	2	CL4	CL8	0.2167	0.651
26	CL33	ELETROCAR	0.0001	1.00	1	CL3	CL2	0.6507	0.000
25	CNEE	ENF	0.0001	1.00					

Tabela I.11: Resultado da clusterização por perdas no ferro com o algoritmo Distância dos Centroides

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	ENEL RIO	RGE	0.0000	1.00	24	CL48	CNEE	0.0001	1.00
48	CAIUA	EMT	0.0000	1.00	23	CL33	CL31	0.0001	0.999
47	CL49	CEMIG	0.0000	1.00	22	CL30	COELBA	0.0001	0.999
46	COCEL	EPB	0.0000	1.00	21	CL35	CEEE-D	0.0002	0.999
45	FORCEL	COSERN	0.0000	1.00	20	CL22	CL41	0.0007	0.998
44	ELEKTRO	RGE SUL	0.0000	1.00	19	EDEVF	COPEL	0.0001	0.998
43	EBO	ESE	0.0000	1.00	18	EFLUL	MUXENERGIA	0.0002	0.998
42	CPFL	ELFSM	0.0000	1.00	17	CL23	CL32	0.0005	0.998
	MOCOCA				16	CL24	ENF	0.0003	0.997
41	CL46	CL47	0.0000	1.00	15	CL26	CL25	0.0008	0.997
40	CPFL SUL P.	EEB	0.0000	1.00	14	CL27	CL21	0.0010	0.996
39	IENERGIA	CELG-D	0.0000	1.00	13	CL28	CL19	0.0008	0.995
38	CPFL L. P.	CHESP	0.0000	1.00	12	CL37	CL29	0.0014	0.993
37	CL42	ETO	0.0000	1.00	11	SULGIPE	EMS	0.0006	0.993
36	CFLO	CL43	0.0000	1.00	10	CL17	CPFL PIRA-	0.0011	0.992
35	CL45	CELESC	0.0000	1.00			TININGA		
34	CL44	ESCELSA	0.0000	1.00	9	CL20	DMED	0.0012	0.991
33	BAND.	HIDROPAN	0.0000	1.00	8	CL14	CL15	0.0083	0.982
32	CEB	CELPE	0.0000	1.00	7	CL9	CL16	0.0080	0.974
31	CPFL JAG.	LIGHT	0.0000	1.00	6	CL12	CL11	0.0067	0.967
30	CL40	CL39	0.0000	1.00	5	CL10	CL18	0.0085	0.959
29	CL38	EMG	0.0000	1.00	4	CL7	CL13	0.0315	0.928
28	CPFL S. C.	CEMAR	0.0000	1.00	3	CL8	CL5	0.0554	0.872
27	ELETROP.	COELCE	0.0000	1.00	2	CL3	CL4	0.2932	0.579
26	CL34	ELETROCAR	0.0001	1.00	1	CL2	CL6	0.5790	0.000
25	CL36	CPFL PAUL.	0.0001	1.00					

Tabela I.12: Resultado da clusterização por perdas no ferro com o algoritmo Média das Distâncias

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	ENEL RIO	RGE	0.0000	1.00	24	CL48	CNEE	0.0001	1.00
48	CAIUA	EMT	0.0000	1.00	23	CL34	CL31	0.0001	0.999
47	CL49	CEMIG	0.0000	1.00	22	CL30	COELBA	0.0001	0.999
46	COCEL	EPB	0.0000	1.00	21	CL35	CEEE-D	0.0002	0.999
45	FORCEL	COSERN	0.0000	1.00	20	EDEVP	COPEL	0.0001	0.999
44	ELEKTRO	RGE SUL	0.0000	1.00	19	CL22	CL41	0.0007	0.998
43	EBO	ESE	0.0000	1.00	18	EFLUL	MUXENERGIA	0.0002	0.998
42	CPFL M.	ELFSM	0.0000	1.00	17	CL23	CL32	0.0005	0.998
41	CL46	CL47	0.0000	1.00	16	CL24	ENF	0.0003	0.997
40	CPFL SUL P.	EEB	0.0000	1.00	15	CL26	CL25	0.0008	0.997
39	IENERGIA	CELG-D	0.0000	1.00	14	CL27	CL21	0.0010	0.996
38	CPFL L. P.	CHESP	0.0000	1.00	13	CL28	CL20	0.0008	0.995
37	CL42	ETO	0.0000	1.00	12	CL37	CL29	0.0014	0.993
36	CFLO	CL43	0.0000	1.00	11	SULGIPE	EMS	0.0006	0.993
35	CL45	CELESC	0.0000	1.00	10	CL19	DMED	0.0012	0.992
34	BAND.	HIDROPAN	0.0000	1.00	9	CL17	CPFL PIR.	0.0011	0.991
33	CL44	ESCELSA	0.0000	1.00	8	CL14	CL15	0.0083	0.982
32	CEB	CELPE	0.0000	1.00	7	CL10	CL16	0.0080	0.974
31	CPFL JAG.	LIGHT	0.0000	1.00	6	CL12	CL11	0.0067	0.967
30	CL40	CL39	0.0000	1.00	5	CL9	CL18	0.0085	0.959
29	CL38	EMG	0.0000	1.00	4	CL7	CL13	0.0315	0.928
28	CPFL S. C.	CEMAR	0.0000	1.00	3	CL8	CL5	0.0554	0.872
27	ELETROP.	COELCE	0.0000	1.00	2	CL3	CL4	0.2932	0.579
26	CL33	ELETROCAR	0.0001	1.00	1	CL2	CL6	0.5790	0.000
25	CL36	CPFL PAUL.	0.0001	1.00					

Figura I.7: Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward

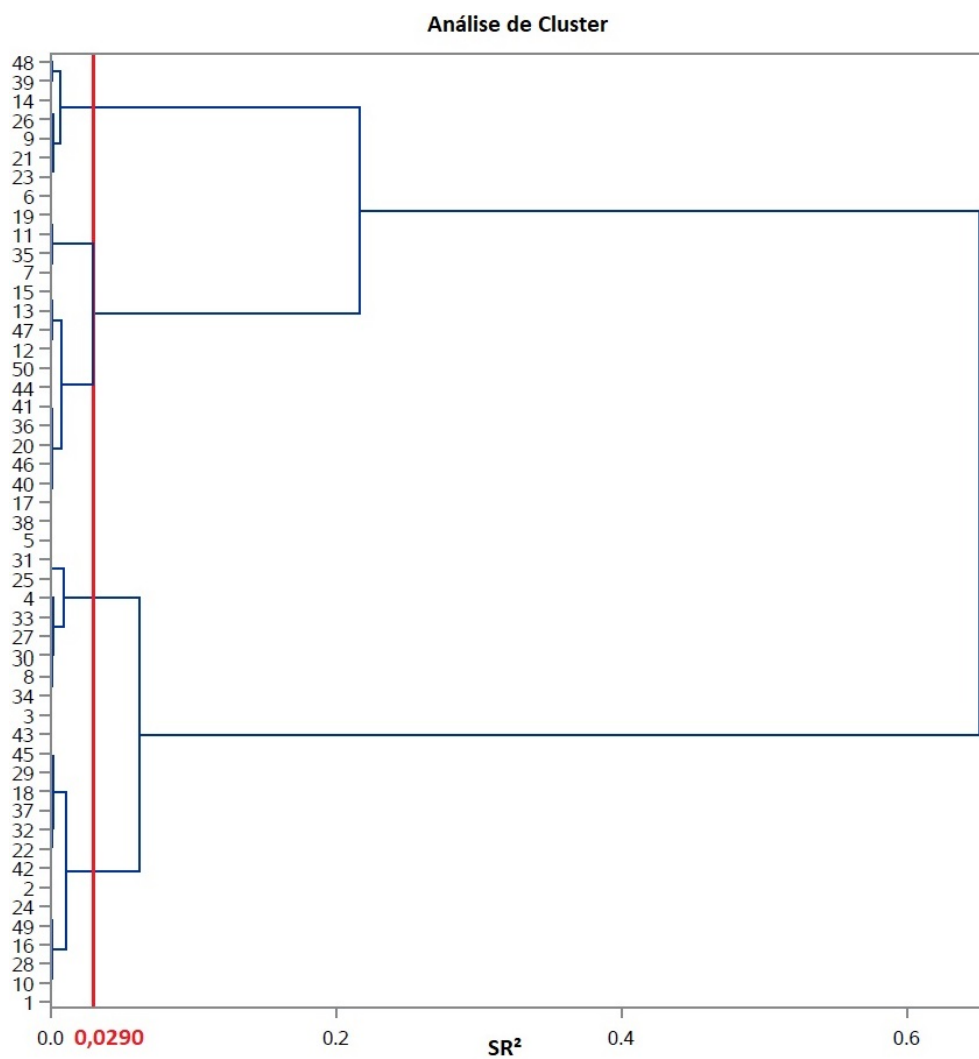


Figura I.8: Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas no ferro do transformador

I.5 Clusterização por Perdas Técnicas no Cobre dos Transformadores

Tabela I.13: Resultado da clusterização por perdas no cobre com o algoritmo Ward

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	ELEKTRO	MUXENERGIA	0.0000	1.00	24	CL29	CL41	0.0001	1.00
48	CEEE-D	EMS	0.0000	1.00	23	CL36	EPB	0.0001	1.00
47	CHESP	EBO	0.0000	1.00	22	CL32	CELG-D	0.0001	1.00
46	CPFL PIR.	ESCELSA	0.0000	1.00	21	LIGHT	COSERN	0.0001	0.999
45	ELETROP.	EMG	0.0000	1.00	20	CL28	CL46	0.0001	0.999
44	EDEVP	IENERGIA	0.0000	1.00	19	CL30	CL47	0.0001	0.999
43	CPFL M.	ELFSM	0.0000	1.00	18	FORCEL	COCEL	0.0002	0.999
42	CPFL S. C.	HIDROPAN	0.0000	1.00	17	CL24	CL37	0.0002	0.999
41	COPEL	DMED	0.0000	1.00	16	CL19	CL31	0.0004	0.998
40	CL43	CPFL L. P.	0.0000	1.00	15	CL33	CL26	0.0005	0.998
39	CL45	CFLO	0.0000	1.00	14	CL44	CL22	0.0008	0.997
38	BAND.	CPFL PAUL.	0.0000	1.00	13	CL25	CL23	0.0009	0.996
37	RGE	CEMIG	0.0000	1.00	12	CL21	SULGIPE	0.0009	0.995
36	CEB	EMT	0.0000	1.00	11	CL27	CL18	0.0011	0.994
35	ELETROCAR	RGE SUL	0.0000	1.00	10	CELPE	CEMAR	0.0014	0.993
34	CL40	ENEL RIO	0.0000	1.00	9	CL20	CL15	0.0021	0.991
33	CL49	EEB	0.0000	1.00	8	CL34	CL14	0.0024	0.988
32	ENF	ESE	0.0000	1.00	7	CL17	CL11	0.0071	0.981
31	CNEE	COELBA	0.0000	1.00	6	CL13	CL16	0.0075	0.974
30	CAIUA	ETO	0.0000	1.00	5	CL12	CL10	0.0211	0.953
29	CL38	CPFL SUL P.	0.0000	1.00	4	CL9	CL7	0.0300	0.923
28	CL39	CL42	0.0000	1.00	3	CL8	CL6	0.0401	0.883
27	CPFL JAG.	EFLUL	0.0000	1.00	2	CL4	CL3	0.2889	0.594
26	CELESC	CL35	0.0000	1.00	1	CL2	CL5	0.5936	0.000
25	COELCE	CL48	0.0001	1.00					

Tabela I.14: Resultado da clusterização por perdas no cobre com o algoritmo Distância dos Centroides

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	ELEKTRO	MUXENERGIA	0.0000	1.00	24	CL30	CPFL SUL P.	0.0001	1.00
48	CEEE-D	EMS	0.0000	1.00	23	COELCE	CL48	0.0001	1.00
47	CHESP	EBO	0.0000	1.00	22	CL35	EPB	0.0001	1.00
46	CPFL PIR.	ESCELSA	0.0000	1.00	21	CL32	CELG-D	0.0001	0.999
45	ELETROP.	EMG	0.0000	1.00	20	CL28	CL47	0.0001	0.999
44	EDEVP	IENERGIA	0.0000	1.00	19	CL24	CL37	0.0002	0.999
43	CPFL M.	ELFSM	0.0000	1.00	18	LIGHT	COSERN	0.0001	0.999
42	CPFL S. C.	HIDROPAN	0.0000	1.00	17	CL25	CL26	0.0005	0.998
41	CL43	CPFL L. P.	0.0000	1.00	16	CL20	CL29	0.0004	0.998
40	COPEL	DMED	0.0000	1.00	15	FORCEL	COCEL	0.0002	0.998
39	CL45	CFLO	0.0000	1.00	14	CL36	CL21	0.0009	0.997
38	BAND.	CPFL P.	0.0000	1.00	13	CL23	CL22	0.0009	0.996
37	RGE	CEMIG	0.0000	1.00	12	CL33	CL19	0.0018	0.994
36	CL41	ENEL RIO	0.0000	1.00	11	CL27	CL15	0.0011	0.993
35	CEB	EMT	0.0000	1.00	10	CL44	CL16	0.0017	0.992
34	ELETROCAR	RGE SUL	0.0000	1.00	9	CL18	SULGIPE	0.0009	0.991
33	CL49	EEB	0.0000	1.00	8	CL17	CL12	0.0125	0.978
32	ENF	ESE	0.0000	1.00	7	CELPE	CEMAR	0.0014	0.977
31	CL39	CL42	0.0000	1.00	6	CL13	CL10	0.0116	0.965
30	CL38	CL40	0.0000	1.00	5	CL8	CL11	0.0249	0.940
29	CNEE	COELBA	0.0000	1.00	4	CL14	CL6	0.0366	0.904
28	CAIUA	ETO	0.0000	1.00	3	CL9	CL7	0.0211	0.883
27	CPFL JAG.	EFLUL	0.0000	1.00	2	CL5	CL4	0.2889	0.594
26	CELESC	CL34	0.0000	1.00	1	CL2	CL3	0.5936	0.000
25	CL31	CL46	0.0001	1.00					

Tabela I.15: Resultado da Clusterização por perdas no cobre com o algoritmo Média das Distâncias

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
49	ELEKTRO	MUXENERGIA	0.0000	1.00	24	CL30	CPFL SUL P.	0.0001	1.00
48	CEEE-D	EMS	0.0000	1.00	23	COELCE	CL48	0.0001	1.00
47	CHESP	EBO	0.0000	1.00	22	CL36	EPB	0.0001	1.00
46	CPFL PIR.	ESCELSA	0.0000	1.00	21	CL32	CELG-D	0.0001	0.999
45	ELETROP.	EMG	0.0000	1.00	20	CL28	CL47	0.0001	0.999
44	EDEVP	IENERGIA	0.0000	1.00	19	LIGHT	COSERN	0.0001	0.999
43	CPFL M.	ELFSM	0.0000	1.00	18	CL24	CL37	0.0002	0.999
42	CPFL S. C.	HIDROPAN	0.0000	1.00	17	CL25	CL26	0.0005	0.998
41	COPEL	DMED	0.0000	1.00	16	FORCEL	COCEL	0.0002	0.998
40	CL43	CPFL L.P.	0.0000	1.00	15	CL20	CL29	0.0004	0.998
39	CL45	CFLO	0.0000	1.00	14	CL34	CL21	0.0009	0.997
38	BAND.	CPFL P.	0.0000	1.00	13	CL23	CL22	0.0009	0.996
37	RGE	CEMIG	0.0000	1.00	12	CL33	CL18	0.0018	0.994
36	CEB	EMT	0.0000	1.00	11	CL27	CL16	0.0011	0.993
35	ELETROCAR	RGE SUL	0.0000	1.00	10	CL44	CL15	0.0017	0.992
34	CL40	ENEL RIO	0.0000	1.00	9	CL19	SULGIPE	0.0009	0.991
33	CL49	EEB	0.0000	1.00	8	CELPE	CEMAR	0.0014	0.989
32	ENF	ESE	0.0000	1.00	7	CL17	CL12	0.0125	0.977
31	CL39	CL42	0.0000	1.00	6	CL13	CL10	0.0116	0.965
30	CL38	CL41	0.0000	1.00	5	CL7	CL14	0.0394	0.926
29	CNEE	COELBA	0.0000	1.00	4	CL5	CL11	0.0414	0.884
28	CAIUA	ETO	0.0000	1.00	3	CL9	CL8	0.0211	0.863
27	CPFL JAG.	EFLUL	0.0000	1.00	2	CL4	CL6	0.2695	0.594
26	CELESC	CL35	0.0000	1.00	1	CL2	CL3	0.5936	0.000
25	CL31	CL46	0.0001	1.00					

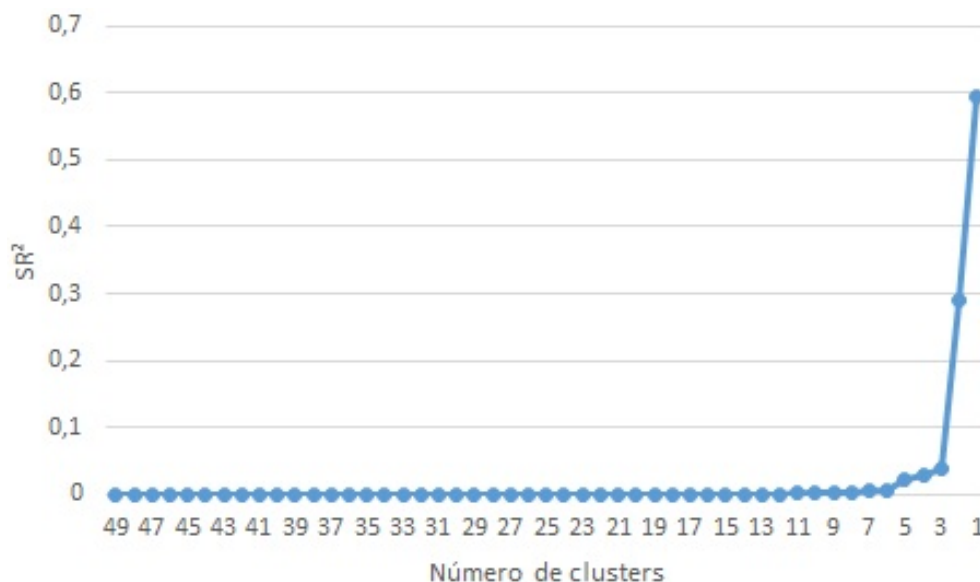


Figura I.9: Progresso de SR^2 com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward

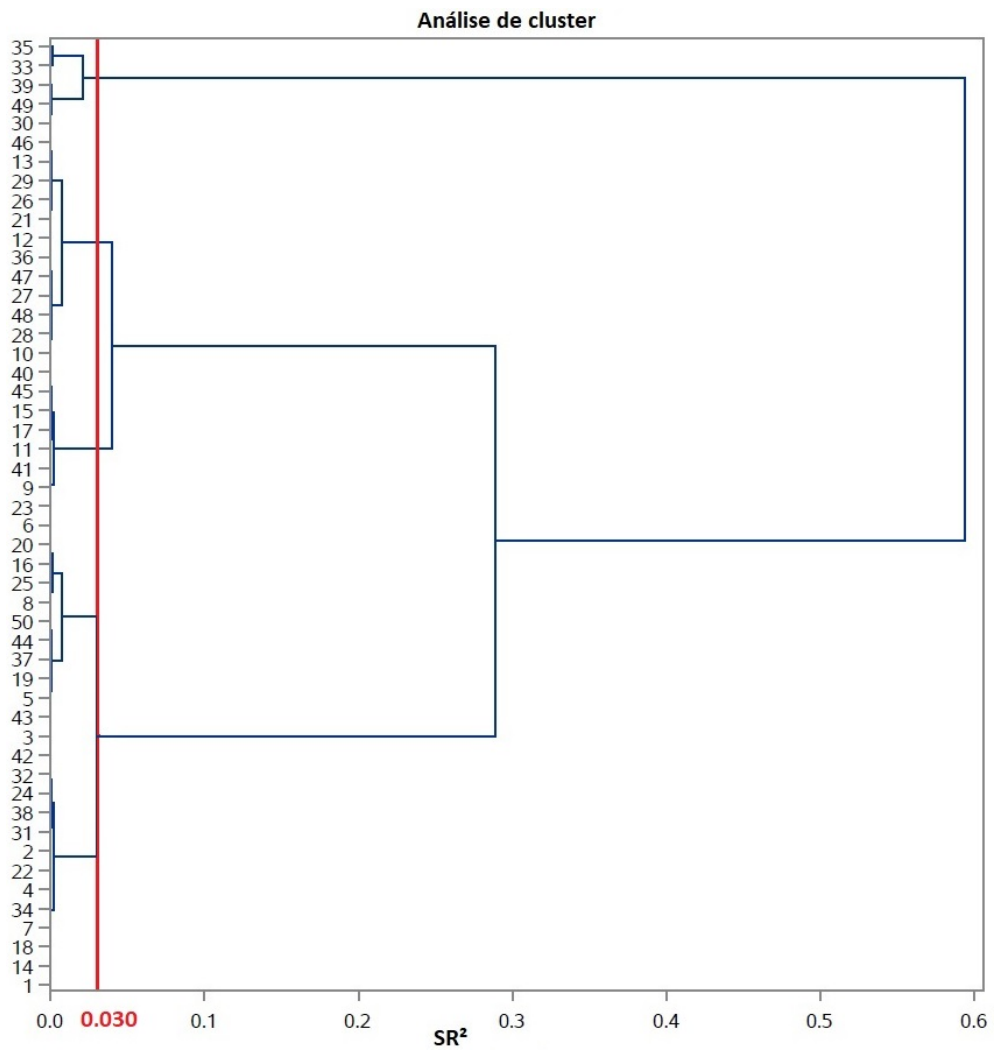


Figura I.10: Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas no cobre dos transformadores

I.6 Clusterização por Perdas Técnicas nas Linhas da Rede MT

Tabela I.16: Resultado da clusterização por perdas nas linhas da rede MT com o algoritmo Ward

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
50	CELESC	CEMIG	0.0000	1.00	25	CL32	EEB	0.0001	0.999
49	DMED	CPFL PAUL.	0.0000	1.00	24	CL47	ESE	0.0001	0.999
48	CELPE	EMS	0.0000	1.00	23	CL37	EPB	0.0001	0.999
47	ELEKTRO	EEVP	0.0000	1.00	22	CL40	CL34	0.0001	0.999
46	CAIUA	RGE SUL	0.0000	1.00	21	CPFL JAG.	ETO	0.0002	0.999
45	CEEE-D	LIGHT	0.0000	1.00	20	CL35	CL38	0.0002	0.999
44	COCEL	ESCELSA	0.0000	1.00	19	CL42	COELBA	0.0002	0.999
43	CHESP	EMT	0.0000	1.00	18	CL28	CPFL PIR.	0.0004	0.998
42	CPFL L. P.	ELFSM	0.0000	1.00	17	CL22	CL31	0.0005	0.998
41	FORCEL	ELETROCAR	0.0000	1.00	16	CL24	ENEL RIO	0.0005	0.997
40	CPFL S. C.	CEB	0.0000	1.00	15	CL20	CL30	0.0006	0.997
39	CPFL SUL P.	COSERN	0.0000	1.00	14	CL27	MUXENERGIA	0.0007	0.996
38	CFLO	EBO	0.0000	1.00	13	CL21	CL23	0.0008	0.995
37	CL48	RGE	0.0000	1.00	12	CL26	CL33	0.0008	0.994
36	CELPA	COELCE	0.0000	1.00	11	CL25	CL15	0.0019	0.992
35	BAND.	HIDROPAN	0.0000	1.00	10	CL12	CL29	0.0023	0.990
34	CNEE	EMG	0.0000	1.00	9	CL16	CL17	0.0031	0.987
33	CL43	CEMAR	0.0000	1.00	8	CPFL M.	CL14	0.0034	0.984
32	CL36	CL46	0.0000	1.00	7	CL18	CL45	0.0039	0.980
31	CL44	CL50	0.0000	1.00	6	CL10	CL19	0.0079	0.972
30	ENF	COPEL	0.0000	1.00	5	CL9	CL13	0.0163	0.955
29	EFLUL	CELG-D	0.0000	1.00	4	CL7	CL11	0.0197	.936
28	ELETROP.	CL49	0.0001	1.00	3	CL6	CL8	0.1136	0.822
27	IENERGIA	SULGIPE	0.0001	1.00	2	CL4	CL5	0.1648	0.657
26	CL39	CL41	0.0001	1.00	1	CL2	CL3	0.6574	0.000

Tabela I.17: Resultado da clusterização por perdas nas linhas da rede MT com o algoritmo Distância dos Centroides

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
50	CELESC	CEMIG	0.0000	1.00	25	CL39	CL32	0.0001	0.999
49	DMED	CPFL PAUL.	0.0000	1.00	24	IENERGIA	SULGIPE	0.0001	0.999
48	CELPE	EMS	0.0000	1.00	23	CL40	EPB	0.0001	0.999
47	ELEKTRO	EEVP	0.0000	1.00	22	CL47	ESE	0.0001	0.999
46	CAIUA	RGE SUL	0.0000	1.00	21	CL28	CL37	0.0002	0.999
45	CEEE-D	LIGHT	0.0000	1.00	20	CPFL JAG.	CL31	0.0001	0.999
44	COCEL	ESCELSA	0.0000	1.00	19	CL35	CL29	0.0002	0.999
43	CHESP	EMT	0.0000	1.00	18	ETO	CL23	0.0002	0.998
42	CPFL L. P.	ELFSM	0.0000	1.00	17	CL42	COELBA	0.0002	0.998
41	FORCEL	ELETROCAR	0.0000	1.00	16	CL25	CL20	0.0010	0.997
40	CL48	RGE	0.0000	1.00	15	CL30	CL33	0.0008	0.996
39	CPFL S. C.	CEB	0.0000	1.00	14	CL27	CPFL PIR.	0.0004	0.996
38	CPFL SUL P.	COSERN	0.0000	1.00	13	CL22	ENEL RIO	0.0005	0.995
37	CFLO	EBO	0.0000	1.00	12	CL21	CL19	0.0022	0.993
36	COELCE	CL46	0.0000	1.00	11	CL24	MUXENERGIA	0.0007	0.992
35	BAND.	HIDROPAN	0.0000	1.00	10	CL18	CL26	0.0020	0.990
34	CELPA	EEB	0.0000	1.00	9	CL13	CL16	0.0039	0.987
33	CL43	CEMAR	0.0000	1.00	8	CL15	CL17	0.0055	0.981
32	CL44	CL50	0.0000	1.00	7	CL14	CL12	0.0083	0.973
31	CNEE	EMG	0.0000	1.00	6	CPFL M.	CL11	0.0034	0.970
30	CL38	CL41	0.0001	1.00	5	CL9	CL10	0.0267	0.943
29	ENF	COPEL	0.0000	1.00	4	CL7	CL45	0.0153	0.928
28	CL34	CL36	0.0001	1.00	3	CL5	CL8	0.1122	0.815
27	ELETROPAULO	CL49	0.0001	1.00	2	CL4	CL3	0.3878	0.428
26	EFLUL	CELG-D	0.0000	1.00	1	CL2	CL6	0.4275	0.000

Tabela I.18: Resultado da clusterização por perdas nas linhas da rede MT com o algoritmo Média das Distâncias

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
50	CELESC	CEMIG	0.0000	1.00	25	CL39	CL32	0.0001	0.999
49	DMED	CPFL P.	0.0000	1.00	24	IENERGIA	SULGIPE	0.0001	0.999
48	CELPE	EMS	0.0000	1.00	23	CL40	EPB	0.0001	0.999
47	ELEKTRO	EEVP	0.0000	1.00	22	CL47	ESE	0.0001	0.999
46	CAIUA	RGE SUL	0.0000	1.00	21	CL35	CL37	0.0002	0.999
45	CEEE-D	LIGHT	0.0000	1.00	20	CPFL JAG.	CL31	0.0001	0.999
44	COCEL	ESCELSA	0.0000	1.00	19	ETO	CL23	0.0002	0.999
43	CHESP	EMT	0.0000	1.00	18	CL42	COELBA	0.0002	0.998
42	CPFL L. P.	ELFSM	0.0000	1.00	17	CL26	CL21	0.0008	0.998
41	FORCEL	ELETROCAR	0.0000	1.00	16	CL28	CL30	0.0005	0.997
40	CL48	RGE	0.0000	1.00	15	CL29	CL33	0.0008	0.996
39	CPFL S. C.	CEB	0.0000	1.00	14	CL25	CL20	0.0010	0.995
38	CPFL SUL P.	COSERN	0.0000	1.00	13	CL22	ENEL RIO	0.0005	0.995
37	CFLO	EBO	0.0000	1.00	12	CL24	MUXENERGIA	0.0007	0.994
36	COELCE	CL46	0.0000	1.00	11	CL16	CPFL PIR.	0.0009	0.993
35	BAND.	HIDROPAN	0.0000	1.00	10	CL19	CL27	0.0020	0.991
34	CELPA	EEB	0.0000	1.00	9	CL13	CL14	0.0039	0.987
33	CL43	CEMAR	0.0000	1.00	8	CL15	CL18	0.0055	0.982
32	CL44	CL50	0.0000	1.00	7	CL11	CL17	0.0090	0.973
31	CNEE	EMG	0.0000	1.00	6	CPFL M.	CL12	0.0034	0.970
30	ENF	COPEL	0.0000	1.00	5	CL9	CL10	0.0267	0.943
29	CL38	CL41	0.0001	1.00	4	CL7	CL45	0.0153	0.928
28	ELETROP.	CL49	0.0001	1.00	3	CL5	CL8	0.1122	0.815
27	EFLUL	CELG-D	0.0000	1.00	2	CL4	CL3	0.3878	0.428
26	CL34	CL36	0.0001	1.00	1	CL2	CL6	0.4275	0.000

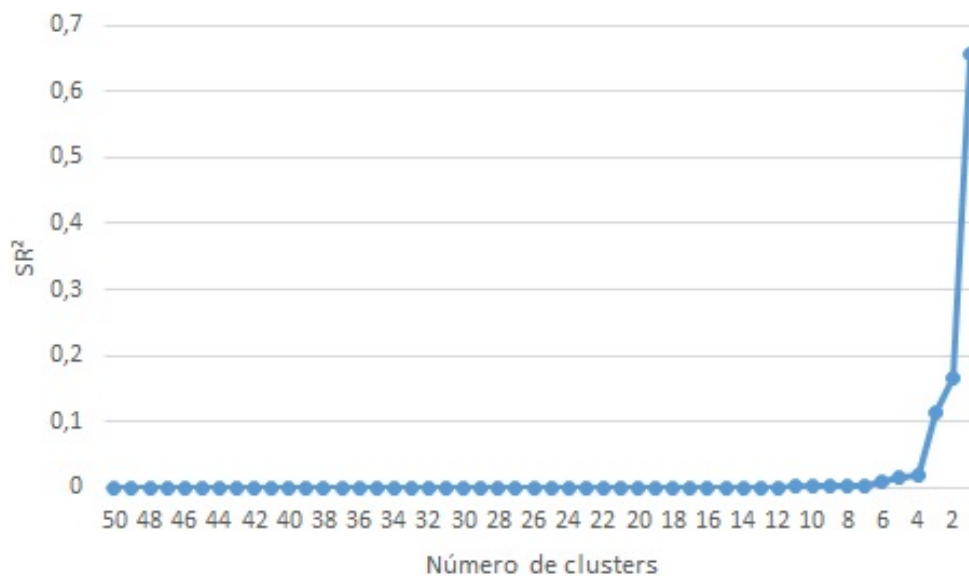


Figura I.11: Progresso de SR² com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward

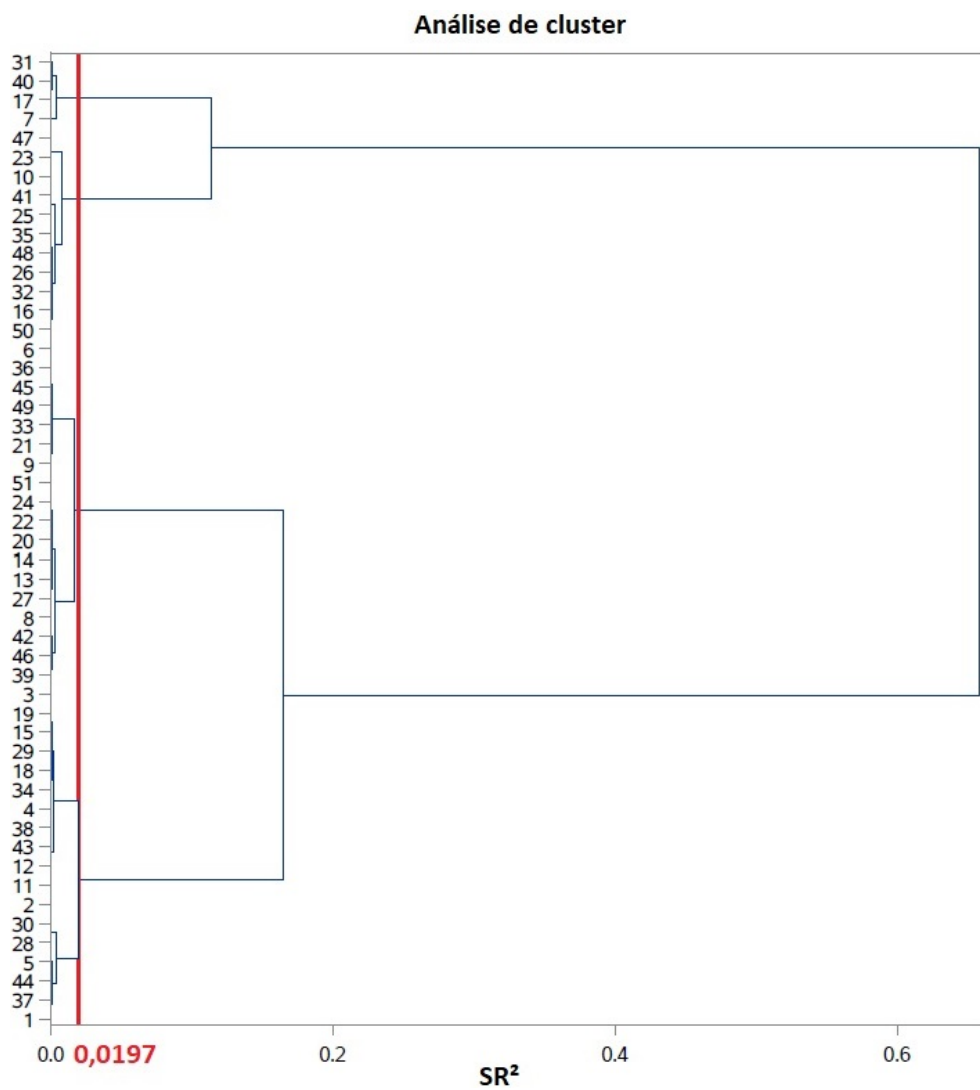


Figura I.12: Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas nas linhas MT

I.7 Clusterização por Perdas Técnicas nas Linhas da Rede BT

Tabela I.19: Resultado da clusterização por perdas nas linhas da rede BT com o algoritmo Ward

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
50	ENEL RIO	COSERN	0.0000	1.00	25	CPFL SUL P.	CL38	0.0000	1.00
49	ELETROCAR	RGE	0.0000	1.00	24	CL35	CL36	0.0001	1.00
48	CNEE	EEVP	0.0000	1.00	23	CL42	CL30	0.0001	1.00
47	MUXENERGIA	CPFL PAUL.	0.0000	1.00	22	CL28	EFLUL	0.0001	1.00
46	CPFL L. P.	CFLO	0.0000	1.00	21	CL37	HIDROPAN	0.0001	0.999
45	CPFL M.	CPFL S. C.	0.0000	1.00	20	CL29	EEB	0.0001	0.999
44	COELBA	EMT	0.0000	1.00	19	ELETROP.	CL26	0.0002	0.999
43	CHESP	CELG-D	0.0000	1.00	18	BAND.	CL32	0.0002	0.999
42	CEB	EPB	0.0000	1.00	17	COELCE	SULGIPE	0.0003	0.999
41	CL46	IENERGIA	0.0000	1.00	16	CL21	CL27	0.0003	0.998
40	CPFL JAG.	COCEL	0.0000	1.00	15	CL24	CAIUA	0.0005	0.998
39	CPFL PIR.	EBO	0.0000	1.00	14	ENF	CL50	0.0006	0.997
38	CEEE-D	DMED	0.0000	1.00	13	CL18	CL33	0.0008	0.997
37	ELEKTRO	CEMIG	0.0000	1.00	12	CL31	CL20	0.0010	0.996
36	EMG	RGE SUL	0.0000	1.00	11	CL17	CL23	0.0012	0.994
35	CL45	CL48	0.0000	1.00	10	CELPA	CEMAR	0.0015	0.993
34	CL41	ESCELSA	0.0000	1.00	9	CL16	CL25	0.0021	0.991
33	ETO	CL43	0.0000	1.00	8	CL12	CL22	0.0028	0.988
32	CL39	EMS	0.0000	1.00	7	CL9	CL15	0.0046	0.983
31	CL40	CL49	0.0000	1.00	6	CL11	CL14	0.0062	0.977
30	ESE	CL44	0.0000	1.00	5	CL19	CL6	0.0164	0.961
29	COPEL	CL47	0.0000	1.00	4	CL7	CL13	0.0373	.923
28	FORCEL	CELESC	0.0000	1.00	3	CL4	CL8	0.0838	0.840
27	CL34	ELFSM	0.0000	1.00	2	CL5	CL10	0.1447	0.695
26	LIGHT	CELPE	0.0000	1.00	1	CL2	CL3	0.6948	0.000

Tabela I.20: Resultado da clusterização por perdas nas linhas da rede BT com o algoritmo Distância dos Centroides

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
50	ENEL RIO	COSERN	0.0000	1.00	25	CPFL SUL P.	CL37	0.0000	1.00
49	ELETROCAR	RGE	0.0000	1.00	24	CL41	CL30	0.0001	1.00
48	CNEE	EEVP	0.0000	1.00	23	LIGHT	CELPE	0.0000	1.00
47	MUXENERGIA	CPFL PAUL.	0.0000	1.00	22	CL36	CL28	0.0001	0.999
46	CPFL L. P.	CFLO	0.0000	1.00	21	CL27	EFLUL	0.0001	0.999
45	CPFL M.	CPFL S. C.	0.0000	1.00	20	CL29	EEB	0.0001	0.999
44	COELBA	EMT	0.0000	1.00	19	CL25	HIDROPAN	0.0002	0.999
43	CHESP	CELG-D	0.0000	1.00	18	ELETROP.	CL23	0.0002	0.999
42	CL46	IENERGIA	0.0000	1.00	17	CL31	CL32	0.0004	0.999
41	CEB	EPB	0.0000	1.00	16	CL24	SULGIPE	0.0003	0.998
40	CL45	CL48	0.0000	1.00	15	CL22	CL26	0.0011	0.997
39	CPFL JAG.	COCEL	0.0000	1.00	14	CL33	CL20	0.0010	0.996
38	CPFL PIR.	EBO	0.0000	1.00	13	BAND.	ENF	0.0003	0.996
37	CEEE-D	DMED	0.0000	1.00	12	CL15	CAIUA	0.0010	0.995
36	ELEKTRO	CEMIG	0.0000	1.00	11	CL18	COELCE	0.0009	0.994
35	CL42	ESCELSA	0.0000	1.00	10	CL14	CL21	0.0028	0.991
34	EMG	RGE SUL	0.0000	1.00	9	CL13	CL17	0.0022	0.989
33	CL39	CL49	0.0000	1.00	8	CL16	CL50	0.0023	0.987
32	ETO	CL43	0.0000	1.00	7	CL12	CL19	0.0052	0.982
31	CL38	EMS	0.0000	1.00	6	CELPA	CEMAR	0.0015	0.980
30	ESE	CL44	0.0000	1.00	5	CL11	CL8	0.0147	0.965
29	COPEL	CL47	0.0000	1.00	4	CL7	CL10	0.0444	0.921
28	CL35	ELFSM	0.0000	1.00	3	CL4	CL9	0.0939	0.827
27	FORCEL	CELESC	0.0000	1.00	2	CL5	CL3	0.4399	0.387
26	CL40	CL34	0.0001	1.00	1	CL2	CL6	0.3872	0.000

Tabela I.21: Resultado da clusterização por perdas nas linhas da rede BT com o algoritmo Média das Distâncias

N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²	N. C.	Clusters agrupados		SR ²	R ²
50	ENEL RIO	COSERN	0.0000	1.00	25	CPFL SUL P.	CL37	0.0000	1.00
49	ELETROCAR	RGE	0.0000	1.00	24	LIGHT	CELPE	0.0000	1.00
48	CNEE	EEVP	0.0000	1.00	23	CL41	CL30	0.0001	1.00
47	MUXENERGIA	CPFL PAUL.	0.0000	1.00	22	CL36	CL28	0.0001	0.999
46	CPFL L.P.	CFLO	0.0000	1.00	21	CL27	EFLUL	0.0001	0.999
45	CPFL M.	CPFL S. C.	0.0000	1.00	20	CL29	EEB	0.0001	0.999
44	COELBA	EMT	0.0000	1.00	19	CL25	HIDROPAN	0.0002	0.999
43	CHESP	CELG-D	0.0000	1.00	18	ELETROP.	CL24	0.0002	0.999
42	CL46	IENERGIA	0.0000	1.00	17	CL31	CL32	0.0004	0.999
41	CEB	EPB	0.0000	1.00	16	CL23	SULGIPE	0.0003	0.998
40	CPFL JAG.	COCEL	0.0000	1.00	15	CL22	CL26	0.0011	0.997
39	CL45	CL48	0.0000	1.00	14	CL33	CL20	0.0010	0.996
38	CPFL PIR.	EBO	0.0000	1.00	13	BAND.	ENF	0.0003	0.996
37	CEEE-D	DMED	0.0000	1.00	12	CL15	CAIUA	0.0010	0.995
36	ELEKTRO	CEMIG	0.0000	1.00	11	CL18	COELCE	0.0009	0.994
35	EMG	RGE SUL	0.0000	1.00	10	CL14	CL21	0.0028	0.991
34	CL42	ESCELSA	0.0000	1.00	9	CL16	CL50	0.0023	0.989
33	CL40	CL49	0.0000	1.00	8	CL13	CL17	0.0022	0.987
32	ETO	CL43	0.0000	1.00	7	CL12	CL19	0.0052	0.982
31	CL38	EMS	0.0000	1.00	6	CELPA	CEMAR	0.0015	0.980
30	ESE	CL44	0.0000	1.00	5	CL11	CL9	0.0147	0.965
29	COPEL	CL47	0.0000	1.00	4	CL7	CL10	0.0444	0.921
28	CL34	ELFSM	0.0000	1.00	3	CL4	CL8	0.0939	0.827
27	FORCEL	CELESC	0.0000	1.00	2	CL5	CL3	0.4399	0.387
26	CL39	CL35	0.0001	1.00	1	CL2	CL6	0.3872	0.000

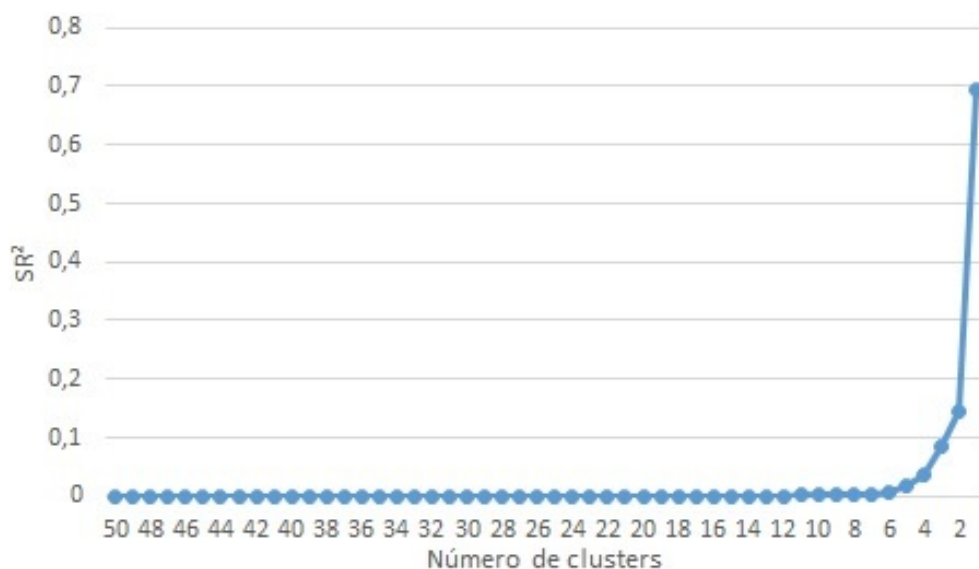


Figura I.13: Progresso de SR² com relação ao número de clusters formados no algoritmo Ward

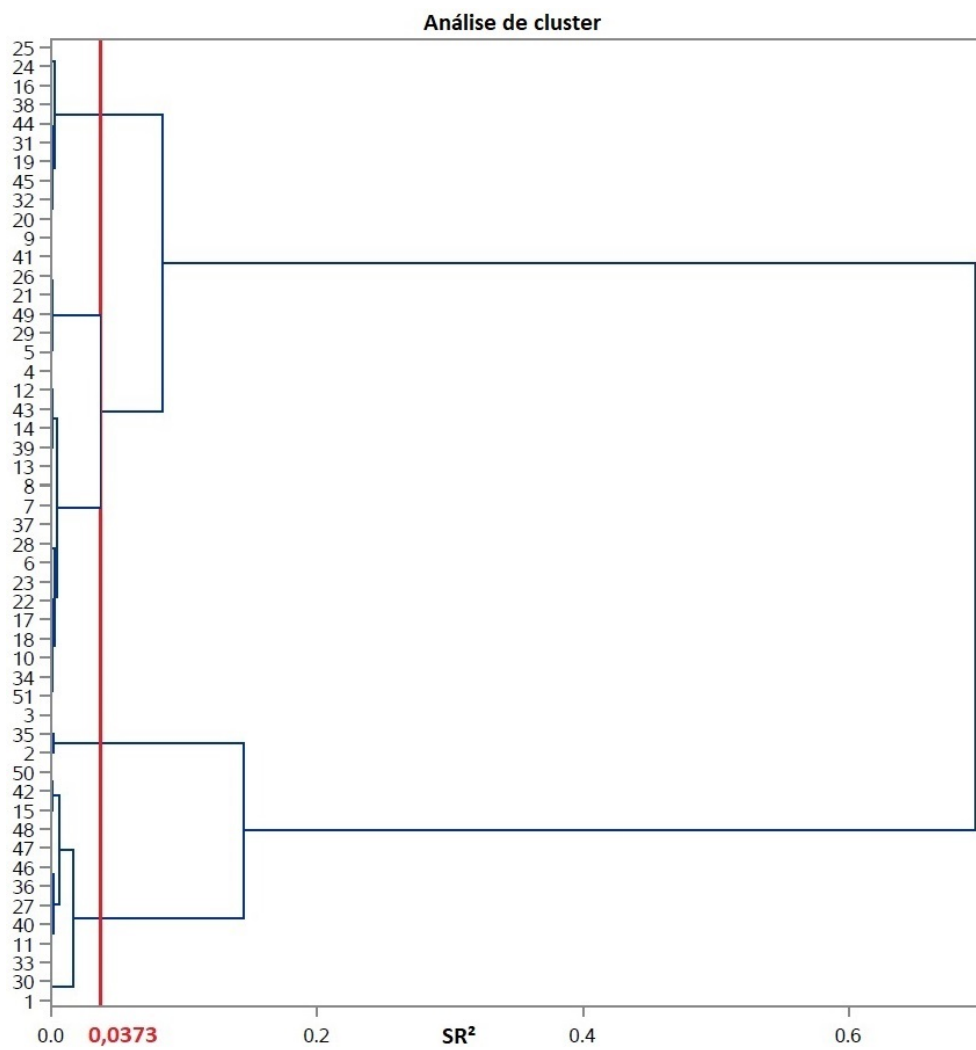


Figura I.14: Dendrograma da clusterização do algoritmo Ward por perdas nas linhas BT